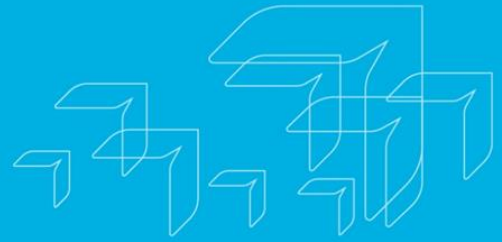


Resultados del ejercicio y trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2017



Pampa Energía S.A. (en adelante "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 petróleo y gas, anuncia los resultados correspondientes al ejercicio y trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Buenos Aires, 12 de marzo de 2018

Información Accionaria



Bolsa de Comercio
de Buenos Aires
Ticker: PAMP



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

Capital en base diluida:
1.938,4 millones acciones ordinarias /
77,5 millones de ADSs

Capitalización: AR\$99.826 millones /
US\$4.922 millones

Para mayor información, contactarse con:

Gustavo Mariani
Vicepresidente ejecutivo

Ricardo Torres
Vicepresidente ejecutivo

Mariano Batistella
*Director ejecutivo de planeamiento,
estrategia y empresas 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

www.pampaenergia.com/ri

Principales Resultados del Ejercicio 2017¹

Ventas netas consolidadas por AR\$50.347 millones², un 100,5% mayor a los AR\$25.110 millones en el ejercicio 2016, debido a aumentos de AR\$4.973 millones en generación de energía, AR\$11.260 millones en distribución de energía, AR\$5.062 millones en petróleo y gas, AR\$4.722 millones en petroquímica y AR\$344 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones de AR\$1.124 millones por ventas intersegmento.

⇒ **Generación de 14.186 GWh de energía** desde 11 centrales

⇒ **Ventas de 21.503 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes

⇒ **Producción de 69,7 mil barriles diarios de hidrocarburos:** 8,1 millones m³/d de gas y 22,2 kboe/d de crudo y líquidos

⇒ **Ventas de 1,8 millones m³ de productos refinados y 458 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado³ consolidado de AR\$17.953 millones, comparado a AR\$7.372 millones del 2016, explicado por incrementos de AR\$2.990 millones en generación de energía, AR\$1.923 millones en distribución de energía, AR\$3.755 millones en petróleo y gas, AR\$1.036 millones en refinación y distribución, AR\$90 millones en petroquímica y AR\$795 millones en holding y otros, parcialmente compensados por menores eliminaciones intersegmento de AR\$8 millones.

Ganancia consolidada de AR\$5.670 millones, de los cuales AR\$4.606 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, superior a la pérdida de AR\$11 millones atribuibles a los propietarios en 2016, explicado por las mayores ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación de energía (AR\$2.845 millones), distribución de energía (AR\$2.098 millones) y petróleo y gas (AR\$2.614 millones), parcialmente compensadas por las pérdidas en nuestros segmentos de refinación y distribución (AR\$117 millones), petroquímica (AR\$187 millones), holding y otros (AR\$2.574 millones) y eliminaciones intersegmento (AR\$62 millones).

¹ Bajo las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), el estado de resultados consolidado debe consolidar solo las operaciones continuas, y aquellos activos con acuerdo de desinversión se exponen bajo operaciones discontinuadas. Para mayor información, ver el punto 1.6 de este Informe.

² Bajo las NIIF, Greenwind, OldelVal, Refinor, Transener y TGS no se consolidan en los estados contables de Pampa, siendo solo sus resultados netos ajustados por nuestra tenencia expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos/asociadas". Para mayor información, ver la sección 3 de este Informe.

³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados consolidados antes de resultados financieros netos, impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos no recurrentes y participación no controladora, incluye otros ingresos no devengados y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF. Para mayor información, ver la sección 3 de este Informe.



Principales Resultados del Cuarto Trimestre de 2017 ("4T17")⁴

Ventas netas consolidadas por AR\$13.977 millones, comparado a los AR\$9.380 millones del cuarto trimestre de 2016 ("4T16"), explicado por aumentos de AR\$1.160 millones en generación de energía, AR\$2.801 millones en distribución de energía, AR\$299 millones en petróleo y gas, AR\$263 millones en petroquímica y AR\$90 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones de AR\$16 millones por ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 2.693 GWh de energía** desde 11 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.064 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 67,4 kboe/d de hidrocarburos:** 8 millones m³/d de gas y 20 kboe/d de crudo y líquidos
- ⇒ **Ventas de 443 mil m³ de productos refinados y 104 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de AR\$5.180 millones, comparado a AR\$4.101 millones del 4T16, explicado por incrementos de AR\$845 millones en generación de energía, AR\$51 millones en petróleo y gas, AR\$484 millones en refinación y distribución, AR\$469 millones en holding y otros y AR\$9 millones en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por reducciones de AR\$671 millones en distribución de energía y AR\$108 millones en petroquímica.

Ganancia consolidada de AR\$1.700 millones, de los cuales AR\$1.512 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, superior a la ganancia de AR\$982 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía registrada en 4T16, explicado por las mayores ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación de energía (AR\$646 millones), distribución de energía (AR\$365 millones) y petróleo y gas (AR\$985 millones), parcialmente compensadas por las pérdidas en nuestros segmentos de refinación y distribución (AR\$388 millones), petroquímica (AR\$41 millones), holding y otros (AR\$959 millones) y eliminaciones intersegmento (AR\$78 millones).

⁴ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 están basados en los estados financieros preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los ejercicios 2017 y 2016, y a los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, respectivamente.



Índice

Principales Resultados del Ejercicio 2017	1
Principales Resultados del 4T17.....	2
1. Hechos Relevantes.....	4
1.1 Novedades del Segmento de Generación de Energía.....	4
1.2 Novedades de Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S. A. ("Transener").....	5
1.3 Novedades de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("Edenor").....	5
1.4 Novedades del Segmento de Petróleo y Gas	7
1.5 Novedades de Transportadora de Gas del Sur ("TGS").....	7
1.6 Desinversiones Estratégicas	8
1.7 Estado del Programa de Bono Convertible	8
1.8 Suba de Calificación en ONs del Grupo Pampa	9
1.9 Reorganización Societaria	9
1.10 Recompra de Acciones Propias para el Plan de Compensación.....	11
2. Indicadores Financieros Relevantes	12
2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado	12
2.2 Estado de Resultados Consolidado.....	13
2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera.....	14
3. Análisis de los Resultados del Trimestre 4T17.....	15
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	16
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía.....	18
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas	20
3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución.....	24
3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica	26
3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	27
3.7 Análisis del Ejercicio, por Subsidiaria	29
3.8 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria	30
4. Información sobre la Conferencia Telefónica.....	31



1. Hechos Relevantes

1.1 Novedades del Segmento de Generación de Energía

1.1.1 *Habilitación Comercial de la Nueva Central Térmica Ingeniero White ("CTIW")*

Con fecha 22 de diciembre de 2017, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") otorgó la habilitación comercial de CTIW, en el marco de los Contratos de Demanda Mayorista ("PPA") suscriptos con CAMMESA como adjudicataria de la Convocatoria Abierta a Interesados en Ofrecer Nueva Capacidad de Generación conforme la Res. N° 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE").

El proyecto, cuyas características son idénticas a la Central Térmica Parque Pilar ("CTPP"), consistió en la construcción de una nueva central térmica al lado de Central Piedra Buena ("CPB"), localizado en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires, compuesta por 6 motogeneradores Wärtsilä de última tecnología y alta eficiencia, con una potencia total de 100 MW y capacidad de consumir gas natural o fuel oil. El proyecto demandó una inversión de aproximadamente US\$90 millones. Cabe destacar que dicha habilitación comercial se logró con anterioridad a la fecha comprometida en el PPA y, por consiguiente, comenzó la vigencia de las obligaciones de suministro correspondientes.

1.1.2 *Desarrollo de Dos Nuevos Parques Eólicos ("PEs")*

El 30 de enero de 2018 Pampa anunció la construcción de dos nuevos parques eólicos en la Provincia de Buenos Aires, los cuales en conjunto contarán con una potencia instalada de 100 MW y demandarán una inversión aproximada de US\$140 millones. Dichos proyectos serán desarrollados en el marco de la nueva regulación para el Mercado a Término de Energías Renovables ("MAT ER"), y por la cual CAMMESA otorgó la prioridad de despacho a los proyectos denominados PE Pampa Energía y PE De la Bahía, cuya producción estará destinada a atender el segmento de grandes usuarios a través de PPAs entre privados.

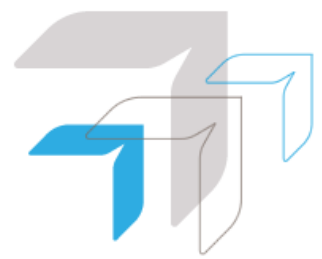
La asignación de la prioridad de 28 MW para PE De la Bahía y 50 MW para PE Pampa Energía permitirá asegurar su despacho y así garantizar el respaldo a nuestros clientes que optaron por cumplir su obligación de abastecimiento de su demanda de energía proveniente de fuente renovables a través de nuestros PEs.

El PE Pampa Energía se instalará en un predio vecino al del PE Corti, el cual se encuentra ubicado a 20 kilómetros de la ciudad de Bahía Blanca, y serán habilitados 100 MW en mayo de este año. Asimismo, el PE De la Bahía se levantará en la zona de Coronel Rosales, a 25 kilómetros de Bahía Blanca. En ambos proyectos cabe destacar la calidad de los vientos de la zona, los cuales propician un factor de generación superior al 50%. En cada parque está programada la instalación de 15 aerogeneradores.

La nueva capacidad a desarrollar de 100 MW, sumada a la del PE Corti actualmente en construcción, totalizan a la fecha una potencia de 200 MW de fuentes renovables desarrollado por Pampa. De esta forma, una vez que se habiliten todos los proyectos de expansión, la capacidad instalada que Pampa Energía aportará al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI") ascenderá a un total de 4,4 GW.

1.1.3 *Arreglo del Siniestro en Central Térmica Genelba ("CTGEB")*

En relación al siniestro producido en una de las dos turbinas de gas del ciclo combinado de CTGEB, la Compañía logró trabajar en la falla junto al fabricante del generador, Siemens, instalando una nueva unidad. La misma opera desde principios de enero de 2018, recuperando de esta forma el 100% de la capacidad de generación del ciclo combinado.



1.2 Novedades de Transener

1.2.1 Actualización Semestral de la Remuneración

La Revisión Tarifaria Integral ("RTI") de Transener y Transba S.A. ("Transba") estipula un mecanismo de actualización semestral a fin de mantener el valor en términos reales de la remuneración que perciban Transener y Transba durante todo el quinquenio de la RTI. En ese sentido, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") emitió el 15 de diciembre de 2017 las Res. N° 627/17 y 628/17, mediante las cuales se ajustaron las remuneraciones de Transener y Transba en un 11,35% y 10,96% respectivamente, para el semestre diciembre 2016 – junio 2017, retroactivo al 1 de agosto de 2017.

Asimismo, con fecha 19 de febrero de 2018, el ENRE emitió las Res. N° 37/18 y N° 38/18, mediante las cuales se ajustaron las remuneraciones de Transener y Transba en un 24,41% y 23,62% respectivamente (ambos incluyen 0,2% de ajuste por el factor X de estímulo a la eficiencia), para el período diciembre 2016 – diciembre 2017, a aplicar sobre el esquema de remuneración a febrero de 2017.

1.2.2 Nueva Metodología de Distribución de los Costos de Transporte en Alta Tensión

Mediante la Res. SEE N° 1085/17 emitida el 28 de noviembre de 2017, con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017, se estableció el nuevo esquema de distribución de los costos de transporte entre los usuarios, en el cual se distribuyen en función de la demanda y/o aporte de energía de cada agente del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") (distribuidores, grandes usuarios, autogeneradores y generadores), vinculados directa y/o indirectamente al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión ("DisTro"), descontando los costos asignados a los agentes generadores en concepto de costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación.

1.2.3 Enmienda al Contrato de Asistencia Técnica

El 14 de diciembre de 2017 el Directorio de Transener aprobó enmendar el Contrato de Asistencia Técnica para la operación, mantenimiento y administración del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, originalmente celebrado el 9 de noviembre de 1994 y del cual, luego de distintas cesiones, sustituciones y transacciones suscriptas, son parte del mismo Transener, Transelec Argentina S.A. y Energía Argentina S.A. ("ENARSA"), siendo estos dos últimos los operadores. En tal sentido, se informó que la enmienda consistió en una reducción de los honorarios a pagar por Transener a los operadores por los períodos contractuales 2017 y 2018.

Cabe aclarar que previamente a la aprobación del Directorio de Transener, el Comité de Auditoría de dicha compañía se pronunció favorablemente respecto de la misma, al considerarse adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado.

1.3 Novedades de Edenor

1.3.1 Actualización Semestral de la Remuneración, Incremento del Valor Agregado de Distribución ("VAD") y del Precio Estacional de Energía

Edenor fue informada que mediante la Nota ENRE N° 128.399 de fecha 31 de octubre de 2017, el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") instruyó al ENRE de postergar para el 1 de diciembre de 2017 la aplicación del incremento tarifario del 18% sobre el VAD, previsto en la RTI para el 1 de noviembre de 2017, reconociendo dicho incremento en términos reales, utilizando el mecanismo de actualización establecido en la Res. ENRE N° 63/2017 de la RTI.

Asimismo, con relación al diferimiento de la implementación del mecanismo de monitoreo de variación del Costo Propio de Distribución ("CPD"), que según la RTI actualiza en términos reales la tarifa



de Edenor y debió aplicarse a partir del mes de agosto 2017 y cada seis meses, se instruyó su aplicación en términos reales a partir del 1 de diciembre de 2017, utilizando también el mecanismo de actualización mencionado en el párrafo precedente. En agosto de 2017, una vez verificada la ejecución de la cláusula gatillo, Edenor solicitó aplicar la variación del CPD para el primer semestre de control enero - junio de 2017, el cual ascendió a 11,6%.

Con fecha 17 de noviembre de 2017, se llevaron a cabo las audiencias públicas convocadas por el MEyM, en las cuales se presentaron, entre otros temas, los nuevos precios de referencia de la potencia y energía en el MEM, correspondientes al período estacional de verano diciembre 2017 – abril 2018, siendo a partir de diciembre de 2017 el precio de referencia de la potencia de AR\$3.157 por MW-mes, y el precio estabilizado para el transporte de AR\$44/MWh por el DisTro y un precio por la distribución troncal según distribuidora, correspondiendo en el caso de Edenor AR\$1,1/MWh. Con respecto a los precios de referencia de energía, se diferenció dicho cargo entre los clientes con suministros mayores a 300 kW de potencia en AR\$1.325/MWh con vigencia desde diciembre de 2017, y para el resto de los usuarios en distribución en AR\$835/MWh durante el período diciembre 2017 – enero 2018 y AR\$1.025/MWh durante el período febrero 2018 – abril 2018.

Asimismo, se realizó otra audiencia, en la cual se informó el impacto que tuvieron los nuevos precios estacionales, el aumento del VAD y el reconocimiento de CPD en las facturas de los usuarios de Edenor. Con fecha 30 de noviembre de 2017, se emitió la Res. ENRE N° 603/17, en la cual aprobó el nuevo cuadro tarifario de Edenor con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017, en atención a los nuevos valores fijados por la SEE para el Precio Estacional de Referencia de la energía eléctrica, la transferencia de los precios estabilizados del transporte al usuario final, el incremento previsto del 18% del VAD aprobado por la RTI, más el ajuste semestral a agosto de 2017 del 11,6% diferido hasta diciembre de 2017. Ello, junto con los nuevos precios fijados para la energía, significó un incremento en los valores finales de la tarifa del 48,5% al 66,3% promedio, dependiendo de la categoría.

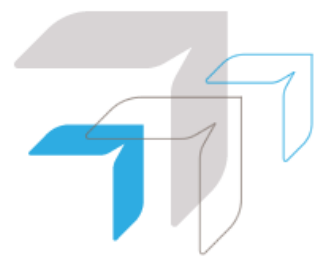
Finalmente, mediante la Res. ENRE N° 33/18 emitida el 31 de enero de 2018, se publicó un nuevo cuadro tarifario con vigencia a partir del 1 de febrero de 2018, el cual aplica los nuevos precios estacionales, el último incremento del VAD de 17,8%, la actualización del CPD correspondiente al semestre agosto 2017 – enero 2018 de un 22,5% acumulado desde enero de 2017 y considera el cobro en 48 cuotas del monto diferido por la aplicación gradual del aumento tarifario entre febrero de 2017 y enero de 2018. El CPD del 22,5% contempla el factor E de estímulo a la eficiencia de -2,51%, porcentaje en el que actualmente Edenor se encuentra analizando su cálculo.

En consecuencia, desde el 1 de febrero de 2018, fecha estipulada en la RTI, Edenor está facturando el VAD bajo la tarifa plena calculada en la RTI, y por el cual cada seis meses llevará a cabo el mecanismo de actualización de remuneración.

1.3.2 Reorganización Societaria: Fusión de Central Térmica Loma de la Lata ("CTLL"), Electricidad Argentina S.A. ("EASA") e IEASA S.A. ("IEASA")

Con relación a la fusión por absorción entre CTLL, como sociedad absorbente, y EASA e IEASA como sociedades absorbidas, con fecha 25 de diciembre de 2017, el MEyM emitió la Res. N° 2017-501-APN-MEM que hace lugar a la solicitud de autorización de la fusión.

El 18 de enero de 2018, las respectivas asambleas generales extraordinarias de accionistas de CTLL, EASA e IEASA resolvieron aprobar la fusión de CTLL -como sociedad absorbente- con EASA e IEASA -como sociedades absorbidas- conforme a los términos del Compromiso Previo de Fusión suscripto con fecha 29 de marzo de 2017 y el Prospecto de Fusión publicado el día 8 de mayo de 2017.



1.4 Novedades del Segmento de Petróleo y Gas

1.4.1 Nuevos Precios del Gas Natural para Demanda Residencial y Gas Natural Comprimido ("GNC")

Mediante la Res. MEyM N° 474/17, se determinaron los nuevos precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST") con destino al segmento residencial y GNC, con vigencia a partir de diciembre de 2017, preservando los estímulos de ahorro, los límites de aumento definidos en la Res. MEyM N° 129/16 y asegurando la categoría tarifa social. Para los usuarios residenciales categorizados en tarifa plena, les corresponde abonar el PIST en US\$4,2/MBTU, mientras que los de tarifa diferencial les corresponde US\$1,7/MBTU. Finalmente, los consumidores de GNC abonarán US\$4,8/MBTU.

1.4.2 Firma del Acuerdo para Abastecimiento a Distribuidoras

Con el objetivo garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a distribuidoras y la continuidad del sendero gradual de reducción de subsidios, con fecha 29 de noviembre de 2017, Pampa, junto con los principales productores de gas natural del país, firmaron un acuerdo con el MEyM y ENARSA, definiendo las bases y condiciones con vigencia desde el 1 de enero de 2018, comprometiendo un volumen mínimo para su abastecimiento.

1.5 Novedades de TGS

1.5.1 Proceso de RTI

Con fecha 30 de noviembre de 2017, el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") dictó la Res. N° 120/17 concediendo a TGS un incremento promedio de un 78% en los cuadros tarifarios aplicables al servicio público de transporte de gas natural y el Cargo de Acceso y Uso, con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017. Dicho incremento, que debe ser considerado a cuenta de la RTI, significó un aumento para el usuario final en el orden del 9,5%. Asimismo, es importante resaltar que el mismo incluyó un 15% de incremento correspondiente al ajuste no automático de variación de costos estipulado en la RTI, correspondiente al período enero a octubre de 2017, el cual está sujeto al Índice de Precios Internos al por Mayor ("IPIM") publicado por el INDEC.

Finalmente, en la audiencia pública realizada el 20 de febrero de 2018, TGS presentó ante el ENARGAS la propuesta de cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1 de abril de 2018, con un incremento del 42% (incluye 6,62% de actualización no automática por IPIM del período noviembre 2017 – febrero 2018). A partir de dicho incremento, TGS estaría facturando la tarifa plena calculada en la RTI, y por el cual cada seis meses llevará a cabo el ajuste no automático por IPIM.

A la fecha de la emisión del presente Informe, el ente regulador no ha publicado resolución al respecto.

1.5.2 Renovación del Contrato de Servicio de Asistencia Técnica, Financiera y Operativa

El 14 de diciembre de 2017, el Directorio de TGS aprobó la renovación del Servicio de Asistencia Técnica, Financiera y Operativa (que originalmente data del año 1992), en la cual vincula a TGS y Pampa Energía como Operador Técnico. No se recibieron observaciones por parte del ENARGAS, conforme surge de la Nota ENRG GAL/GDyE/GT/D N° 11025 de fecha 8 de noviembre de 2017.

En cumplimiento del artículo 72 de la Ley N° 26.831, el Comité de Auditoría de TGS solicitó la opinión de dos profesionales independientes, y emitió un pronunciamiento concluyendo que los términos del servicio



mencionado pueden considerarse razonablemente encuadrados dentro de las condiciones normales y habituales de mercado.

1.6 Desinversiones Estratégicas

1.6.1 Venta de Activos del Segmento de Refinación y Distribución

Con la convicción que Pampa continúe con su rol clave en la industria energética, contribuya con la reducción de los déficits de la matriz energética argentina y se concentre en los negocios donde la experiencia e historial nos precede, la estrategia de la Compañía es focalizar sus inversiones y recursos en la expansión de capacidad instalada para la generación de energía eléctrica, en la exploración y producción de gas natural, y seguir invirtiendo en el desarrollo y fortalecimiento de nuestras concesiones de servicio público. En ese sentido, con fecha 7 de diciembre de 2017, Pampa celebró con Trafigura Ventures B.V. y Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura") un acuerdo para la venta del conjunto de activos relativos al segmento de refinación y distribución de combustibles de la Compañía, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes. Los activos objeto de la transacción son los siguientes:

- i.** La planta de Refinería Ricardo Eliçabe, localizada en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires;
- ii.** La planta de lubricantes, ubicada en el distrito de Avellaneda, Provincia de Buenos Aires;
- iii.** La planta de recepción y despacho de Caleta Paula, localizada en la Provincia de Santa Cruz; y
- iv.** La red de estaciones de servicio, operada hasta el momento bajo la bandera de Petrobras.

Cabe destacar que dicha transacción excluye la terminal de almacenamiento de Dock Sud, por su utilidad estratégica y operativa, y la participación de Pampa del 28,5% en Refinor.

El precio de la transacción es de US\$90 millones e incluye el capital de trabajo habitual del negocio, el cual se ajustará cuando se complete la transacción y un monto adicional financiado que se determinará en el cierre de la transacción conforme la metodología establecida en el contrato.

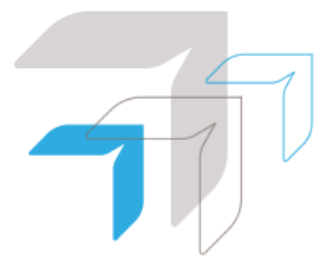
1.6.2 Venta de Activos de Petróleo

Con fecha 16 de enero de 2018, Pampa acordó con Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. ("Vista Oil & Gas") la venta de sus participaciones directas del 58,88% en Petrolera Entre Lomas S.A. ("PELSA"), 3,85% en las áreas Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, y 100% en los bloques Medanito S.E. y Jagüel de los Machos.

El precio de la venta es de US\$360 millones, sujeto a ajustes estándares en este tipo de transacciones y el cierre de la transacción se encuentra sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, incluyendo la aprobación por parte de la asamblea de accionistas de Vista Oil & Gas.

1.7 Estado del Programa de Bono Convertible

Dada las transacciones de venta de activos de los segmentos de refinación y distribución de combustibles y de exploración y producción de crudo explicados en el punto 1.6 de este Informe, el consecuente ingreso de fondos permite a la Compa a afrontar con holgura las inversiones estratégicas definidas. Por lo tanto la Compa a considera que no es necesaria la emisión de obligaciones negociables convertibles en acciones, cuyos términos y condiciones fueran aprobados por el directorio de la Sociedad el pasado 26 de junio de 2017.



1.8 Suba de Calificación en ONs del Grupo Pampa

A principios de diciembre de 2017, la agencia de calificación Moody's elevó las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por Edenor, TGS y Pampa como consecuencia de la suba de las calificaciones de la deuda soberana de Argentina de "B3" a "B2". La suba reconoce además condiciones operativas más favorables como también los recientes desarrollos positivos de las empresas de infraestructura en el país, entre los cuales se señalan el incremento de los precios de la electricidad y el aumento de las tarifas reguladas en general. Asimismo, la acción de calificación toma en cuenta los cambios estructurales positivos al marco regulatorio de Argentina que mejorarán la fortaleza financiera de las empresas de servicios.

En el caso de Edenor, subió a escala global de "B3" a "B1" y a escala nacional de "Baa2.ar" con tendencia positiva a "Aa3.ar" con tendencia estable. Asimismo, en TGS subió a escala global de "B3" a "B1" y a escala nacional de "Baa1.ar" con tendencia positiva a "Aa2.ar" con tendencia estable. Y finalmente, en Pampa subió a escala global de "B3" a "B2".

1.9 Reorganización Societaria

1.9.1 Nuevo Proceso de Reorganización

En relación al nuevo proceso de reorganización societaria anunciada el 22 de Septiembre de 2017, con fecha 21 de diciembre de 2017, los Directorios de las sociedades participantes aprobaron la reorganización societaria, sujeta a las correspondientes aprobaciones asamblearias y regulatorias. Dicha fusión tendrá vigencia desde el 1 de octubre de 2017, sujeto a la correspondiente inscripción de la fusión y de la disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas en el Registro Público. Asimismo, los Directorios de las sociedades participantes resolvieron aprobar, entre otros puntos y ad-referéndum de las correspondientes aprobaciones asamblearias y de las respectivas aprobaciones de los organismos de contralor, las siguientes relaciones de canje:

- i. Respecto del 50,46% del capital social de Petrolera Pampa, cuya titularidad directa o indirecta no corresponde a Pampa, dado que ambas acciones se encuentran sujetas al régimen de oferta pública y listadas en ByMA, fijar la relación de canje en 2,2699 acciones ordinarias escriturales de Pampa, de valor nominal AR\$1 cada una y con derecho a 1 voto por acción (las "Acciones de Pampa") por cada acción ordinaria escritural de Petrolera Pampa, de valor nominal AR\$1 y con derecho a un voto por acción, cálculo basado en el promedio ponderado por volumen de cotización de Pampa y Petrolera Pampa correspondiente a los últimos seis meses calendario, a ser contados retroactivamente desde el cierre del 22 de septiembre de 2017, siendo 136,7 millones de Acciones de Pampa a emitir;
- ii. Respecto del 9,58% del capital social de CTG, cuya titularidad directa o indirecta no corresponde a Pampa, fijar en 0,6079 Acciones de Pampa ordinarias escriturales por cada acción ordinaria escritural de CTG, de valor nominal AR\$1 y con derecho a un voto por acción, siendo 5,6 millones de Acciones de Pampa a emitir;
- iii. Respecto del 8,40% del capital social de INDISA, cuya titularidad directa o indirecta no corresponde a Pampa, fijar en 0,1832 Acciones de Pampa ordinarias escriturales por cada acción ordinaria escritural de INDISA, de valor nominal AR\$1 y con derecho a un voto por acción, siendo 0,7 millones de Acciones de Pampa a emitir;
- iv. Respecto del 9,73% del capital social de INNISA, cuya titularidad directa o indirecta no corresponde a Pampa, fijar en 0,2644 Acciones de Pampa ordinarias escriturales por cada acción ordinaria nominativa no endosable de INNISA, de valor nominal AR\$1 y con derecho a un voto por acción, siendo 1,3 millones de Acciones de Pampa a emitir; y

Con relación a las restantes sociedades involucradas, no resulta necesario establecer la relación de canje pues son 100% controladas por Pampa en forma directa o indirecta.

De esta manera, y una vez que se obtengan todas las correspondientes aprobaciones regulatorias y corporativas, se inscriba efectivamente las fusiones ante el Registro Público y concluya el proceso de



reorganización societaria iniciado en noviembre de 2016 con la fusión por absorción de la ex Petrobras Argentina S.A. ("Petrobras Argentina"), el capital social estará compuesto por 2.082,7 millones de Acciones de Pampa, representando una dilución del 7,4%.

1.9.2 Estado de la Fusión con Petrobras Argentina

Con fecha 28 de febrero de 2018 Pampa informó al mercado el estado actual de las actuaciones ante la Comisión Nacional de Valores ("CNV") relativas a la fusión entre la Sociedad y Petrobras Argentina, Petrobras Energía Internacional S.A. y Albares Renovables Argentina S.A. (la "Fusión"), tal como fuera solicitado por la CNV el día 27 de febrero de 2018, a raíz de un pedido de información pública de un accionista de Petrobras Argentina a la CNV.

Cabe recordar que el 27 de julio de 2016, Pampa adquirió indirectamente el 67,1933% del capital social y los votos de Petrobras Argentina. Como consecuencia de la compra, de acuerdo a los artículos 87 y siguientes de la Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales y la Sección II, Capítulo II, Título III de las Normas de la CNV (T.O. 2013) sobre ofertas públicas de adquisición obligatorias por cambio de control y adquisición de participación significativa indirecta, Pampa estuvo obligada a lanzar una oferta de compra en efectivo de las acciones de Petrobras Argentina (la "OPA"), y en forma simultánea, Pampa lanzó una oferta de canje voluntaria de acciones de Petrobras Argentina por acciones de Pampa (el "Canje" y, junto con la OPA, las "Ofertas"). A efectos de llevar adelante las Ofertas y de acuerdo a lo previsto en las normas, Pampa presentó la solicitud de aprobación de las Ofertas ante la CNV, la que tramitó en el expediente N° 1889/16 "Pampa Energía S.A. s/OPA Obligatoria y Canje Voluntario de Petrobras Argentina S.A.", obteniendo la aprobación por parte del Directorio de la CNV los días 23 y 28 de septiembre de 2016.

El 6 de octubre de 2016 se realizó el lanzamiento de las Ofertas, el cual cerró el día 15 de noviembre de 2016. Solamente el 9,6% del capital social de Petrobras Argentina no participó de las Ofertas. Asimismo, del total de los accionistas minoritarios de Petrobras Argentina que participaron voluntariamente en las Ofertas locales, un 85% decidió vender en efectivo sus tenencias de acuerdo a la OPA, y solamente un 15% decidió canjear sus acciones de Petrobras Argentina por acciones de Pampa en los términos del Canje. Aclaramos que, ni a la fecha del perfeccionamiento de las Ofertas ni con posterioridad, existía restricción judicial o administrativa alguna al respecto.

Con posterioridad al cierre del proceso de Ofertas y de manera completamente independiente a este proceso, el Directorio de Pampa decide aprobar la Fusión en sus reuniones del 7 y 23 de diciembre de 2016, fijando como fecha efectiva a partir de la cual, Pampa y Petrobras Argentina operan como una sola organización, el 1 de noviembre de 2016, todo ello *ad-referéndum* de las correspondientes resoluciones asamblearias y de las respectivas aprobaciones de los organismos de contralor. El día 13 de enero de 2017 la CNV dispuso dar curso a las resoluciones para efectuar oferta pública de las Acciones de Pampa que se emitirán por la Fusión, paso necesario para que la Sociedad pueda continuar con el trámite mediante la publicación en los medios informativos del mercado del Prospecto de Fusión.

Con posterioridad, el 16 de febrero de 2017, las Asambleas de las sociedades aprueban la Fusión. Cabe destacar que la decisión fue adoptada por el voto favorable del 99,99% del capital social y votos de Pampa y el 92,98% del capital social y votos de Petrobras Argentina.

Luego de realizar las publicaciones legales correspondientes y finalizado el periodo de oposición de acreedores sin que exista oposición alguna a la Fusión, el día 19 de abril de 2017 se celebró el Acuerdo Definitivo de Fusión, todo ello siguiendo el procedimiento previsto en el artículo 83 de la Ley General de Sociedades. Luego de distintas observaciones formuladas en los expedientes de fusión y disolución, la Sociedad dio cumplimiento acabado a la totalidad de las observaciones y vistas recibidas por parte de la CNV, quedando pendiente únicamente el requisito formal de la conformidad administrativa previa por parte de la CNV, para remitir el expediente a la Inspección General de Justicia, para su inscripción registral.

En tal sentido, la CNV nos informa que, el Juzgado Criminal y Correccional Federal N°11, Secretaría N° 22 ha resuelto "(...) Al respecto hágase saber al oficiante que la CNV NO DEBERÁ adoptar ninguna medida y/o resolución definitiva sobre el fondo del asunto, en el marco del expediente que allí tramita referido al proceso de reorganización societaria de Pampa Energía S.A., sin previa autorización de este Tribunal". Cabe



destacar que la causa se refiere a la participación voluntaria del accionista Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES") en la OPA y no a la Fusión, reorganización que fue posterior, completamente independiente y en la que el ANSES no participó dado que, para ese momento, no era accionista de Petrobras Argentina.

Aún en el hipotético caso de que el acto presuntamente cuestionado en la causa no hubiera ocurrido, y el ANSES hubiera conservado sus acciones, participado en la Asamblea de Petrobras Argentina del 16 de febrero de 2017 y votado en contra de la Fusión, aún en ese hipotético escenario, la decisión se hubiera adoptado válidamente de todos modos, con el 81,13% del capital social y los votos de Petrobras Argentina.

Por todo lo expuesto, Pampa entiende que la causa judicial en la que se investiga la venta de las acciones de Petrobras Argentina de titularidad del ANSES en la OPA no tiene vinculación alguna con la Fusión ni tuvo influencia alguna sobre la misma. La demora en la inscripción de la Fusión afecta directamente a aproximadamente 6.250 accionistas locales y del exterior de Petrobras Argentina, que se encuentran a la espera del canje accionario a producirse una vez inscripta la Fusión. La Compañía continuará impulsando las medidas necesarias a efectos de obtener la inscripción de la Fusión.

1.10 Recompra de Acciones Propias para el Plan de Compensación

En relación al plan de compensación de acciones para el personal clave de la Compañía creado el 10 de febrero de 2017, con fecha 8 de marzo de 2018 el Directorio de la Compañía aprobó la recompra de acciones propias bajo los siguientes términos y condiciones:

- i. Monto máximo:** hasta AR\$150 millones provenientes de la Reserva Facultativa de Pampa;
- ii. Cantidad y precio máximos:** 3,5 millones de acciones ordinarias o 140 mil ADRs de Pampa, que representan el 0,19% del capital social actual de Pampa o el 0,17% del capital social posterior a la reorganización societaria⁵, y hasta un precio máximo de AR\$60 por acción ordinaria o US\$70 por ADR; y
- iii. Límites para operaciones en el mercado:** conforme a la reglamentación, la cantidad de recompra diaria será de hasta el 25% del volumen promedio de transacciones diarias de los 90 días hábiles anteriores para la acción, conjuntamente en los mercados que cotiza.

⁵ Para mayor información, ver el punto 1.7.1 de este Informe de Resultados.



2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado (AR\$ Millones)

	Al 31.12.17	Al 31.12.16		Al 31.12.17	Al 31.12.16
ACTIVO			PATRIMONIO		
Participaciones en negocios conjuntos	4.930	3.699	Capital social	2.080	1.938
Participaciones en asociadas	824	787	Prima de emisión y otras	5.818	4.828
Propiedades, planta y equipo	41.214	41.001	Acciones propias en cartera	3	-
Activos intangibles	1.586	2.103	Costo de acciones propias en cartera	(72)	-
Otros activos	2	13	Reserva legal	300	232
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	150	742	Reserva facultativa	5.146	3.862
Inversiones a costo amortizado	-	62	Otras reservas	140	135
Activos por impuesto diferido	1.306	1.232	Resultados no asignados	3.243	(11)
Créditos por ventas y otros créditos	5.042	4.469	Otro resultado integral	252	70
Total del activo no corriente	55.054	54.108	Patrimonio atribuible a los propietarios	16.910	11.054
Otros activos	-	1	Participación no controladora	3.202	3.020
Inventarios	2.326	3.360	Total del patrimonio	20.112	14.074
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	14.613	4.188			
Inversiones a costo amortizado	25	23	PASIVO		
Instrumentos financieros derivados	4	13	Deudas comerciales y otras deudas	6.404	5.336
Créditos por ventas y otros créditos	19.145	14.144	Préstamos	37.126	15.286
Efectivo y equivalentes de efectivo	799	1.421	Ingresos diferidos	195	200
Total del activo corriente	36.912	23.150	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	120	94
Activos clasificados como mantenidos para la venta	12.501	19	Planes de beneficios definidos	992	921
Total del activo	104.467	77.277	Pasivo por impuesto diferido	1.526	3.796
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	863	934
			Cargas fiscales	366	306
			Provisiones	4.435	6.267
			Total del pasivo no corriente	52.027	33.140
			Deudas comerciales y otras deudas	18.052	12.867
			Préstamos	5.840	10.686
			Ingresos diferidos	3	1
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	2.154	1.745
			Planes de beneficios definidos	121	112
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	943	1.454
			Cargas fiscales	1.965	2.392
			Instrumentos financieros derivados	82	-
			Provisiones	798	806
			Total del pasivo corriente	29.958	30.063
			Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	2.370	-
			Total del pasivo	84.355	63.203
			Total del pasivo y del patrimonio	104.467	77.277



2.2 Estado de Resultados Consolidado (AR\$ Millones)

	Ejercicio		4to Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Ingresos por ventas	50.347	25.110	13.977	9.380
Costo de ventas	(34.427)	(20.153)	(9.618)	(6.702)
Resultado bruto	15.920	4.957	4.359	2.678
Gastos de comercialización	(2.904)	(2.132)	(841)	(762)
Gastos de administración	(4.905)	(3.628)	(1.444)	(1.268)
Gastos de exploración	(44)	(94)	(7)	(21)
Otros ingresos operativos	3.388	4.164	787	1.824
Otros egresos operativos	(2.951)	(1.876)	(684)	(1.062)
Recupero de desvalorización de propiedades, planta y equipo	461	-	461	-
Recupero de desvalorización de activos intangibles	82	-	82	-
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	1.064	105	244	299
Resultado por participaciones en asociadas	44	7	(1)	5
Resultado por venta de participaciones en sociedades	-	480	-	-
Resultado operativo	10.155	1.983	2.956	1.693
Ingresos financieros	1.432	849	418	366
Gastos financieros	(5.112)	(4.277)	(1.433)	(1.243)
Otros resultados financieros	(2.266)	(80)	(1.079)	(253)
Resultados financieros, neto	(5.946)	(3.508)	(2.094)	(1.130)
Resultado antes de impuestos	4.209	(1.525)	862	563
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	1.367	1.201	1.295	750
Resultado por operaciones continuas	5.576	(324)	2.157	1.313
Resultado por operaciones discontinuadas	94	72	(457)	(21)
Resultado del período	5.670	(252)	1.700	1.292
Atribuible a:				
Propietarios de la Sociedad	4.606	(11)	1.512	982
Operaciones continuas	4.623	(93)	2.061	958
Operaciones discontinuadas	(17)	82	(549)	24
Participación no controladora	1.064	(241)	188	310
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad	2,3369	(0,0063)	0,7801	0,5286
Resultado por acción básica y diluida de operaciones continuas	2,3455	(0,0478)	1,0633	0,5157
Resultado por acción básica y diluida de operaciones discontinuadas	(0,0086)	0,0415	(0,2832)	0,0129

2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera (AR\$ Millones)

Caja ⁽¹⁾ (al 31 de diciembre de 2017)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria	Deuda Financiera (al 31 de diciembre de 2017)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación de energía	478	305	Generación de energía ⁽²⁾	-	-
Distribución de energía	2.992	1.542	Distribución de energía	4.263	2.197
Refinación y distribución	-	-	Refinación y distribución	-	-
Petroquímica	-	-	Petroquímica	-	-
Holding y otros	11.915	11.915	Holding y otros	35.305	35.305
Petróleo y gas	52	52	Petróleo y gas	-	-
Total	15.437	13.814	Total	39.568	37.502

Nota: (1) Incluye caja y bancos e inversiones corrientes. (2) No incluye deuda regulatoria con CAMMESA por AR\$3.398 millones.

2.3.1 Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública (AR\$ Millones)

Sociedad	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 par a tasa fija	2020	192	192	9,625%
Pampa Energía	ON Clase 4 US\$-Link ^{2,3}	2020	34	34	6,25%
	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	500	7,375%
Pampa Energía	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	750	7,5%
	En AR\$				
Pampa Energía	ON Clase A ³	2018	282	282	Badlar Privada
	ON Clase E ³	2020	575	575	Badlar Privada

Nota: (1) Compañías vinculadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los estados financieros de Pampa. (2) ON US\$-link, con tipo de cambio inicial de AR\$8,4917 /US\$. (3) Instrumentos de deuda correspondientes a CTLL, subsidiaria de generación fusionada por absorción por Pampa Energía, sujeto a aprobaciones regulatorias y corporativas.



3. Análisis de los Resultados del Trimestre 4T17

Ventas netas consolidadas por AR\$13.977 millones, comparado a los AR\$9.380 millones del cuarto trimestre de 2016 ("4T16"), explicado por aumentos de AR\$1.160 millones en generación de energía, AR\$2.801 millones en distribución de energía, AR\$299 millones en petróleo y gas, AR\$263 millones en petroquímica y AR\$90 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones de AR\$16 millones por ventas intersegmento.

- ↳ **Generación de 2.693 GWh de energía** desde 11 centrales
- ↳ **Ventas de 5.064 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ↳ **Producción de 67,4 kboe/d de hidrocarburos:** 8 millones m³/d de gas y 20 kboe/d de crudo y líquidos
- ↳ **Ventas de 443 mil m³ de productos refinados y 104 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de AR\$5.180 millones, comparado a AR\$4.101 millones del 4T16, explicado por incrementos de AR\$845 millones en generación de energía, AR\$51 millones en petróleo y gas, AR\$484 millones en refinación y distribución, AR\$469 millones en holding y otros y AR\$9 millones en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por reducciones de AR\$671 millones en distribución de energía y AR\$108 millones en petroquímica.

Ganancia consolidada de AR\$1.700 millones, de los cuales AR\$1.512 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, superior a la ganancia de AR\$982 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía registrada en 4T16, explicado por las mayores ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación de energía (AR\$646 millones), distribución de energía (AR\$365 millones) y petróleo y gas (AR\$985 millones), parcialmente compensadas por las pérdidas en nuestros segmentos de refinación y distribución (AR\$388 millones), petroquímica (AR\$41 millones), holding y otros (AR\$959 millones) y eliminaciones intersegmento (AR\$78 millones).

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones	2017	2016	4T17	4T16
Resultado operativo consolidado	10.155	1.983	2.956	1.693
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	3.421	2.201	852	764
EBITDA consolidado bajo NIIF	13.576	4.184	3.808	2.457
Ajustes del segmento de generación	(126)	(32)	46	(22)
Eliminación de ganancias por moratorias	(174)	-	0	-
Otros (eliminación de resultado por participaciones en negocios conjuntos, recuperos)	48	(32)	46	(22)
Ajustes del segmento de distribución	(769)	1.094	(515)	91
Ajustes por penalidades retroactivas	(333)	960	-	48
Recupero de desvalorizaciones	(543)	-	(543)	-
Cargos por mora	107	134	28	43
Ajustes del segmento de petróleo y gas	2.850	2.170	845	1.839
Eliminación de resultado por participaciones en asociadas	(44)	(11)	(16)	(7)
EBITDA de op. discontinuadas (Áreas PELSA, Medanito y Jagüel de los Machos)	2.764	1.151	829	501
EBITDA de OldeVal ajustado por tenencia	103	28	32	16
Ajustes contables por adquisición de ex Petrobras Argentina	-	643	-	1.001
Otros ajustes (baja de pozos, contingencia contribución extraordinaria)	27	358	-	327
Ajustes del segmento de refino y distribución	951	(83)	422	(77)
Eliminación de resultado por participaciones en asociadas	-	1	17	2
EBITDA de op. discontinuadas (Refinería, EESS y Caleta Paula)	871	(102)	360	(84)
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	80	18	45	5
Ajustes del segmento de petroquímica	383	166	121	166
Contingencias de Ex Petrobras Argentina	383	166	121	166
Ajustes del segmento de holding y otros	1.088	(127)	454	(353)
Eliminación de resultado por participaciones en asociadas/negocios conjuntos	(1.114)	(102)	(290)	(299)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	1.294	293	403	243
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	997	90	327	37
Resultado por venta de participaciones en subsidiarias	-	(480)	-	-
Ajustes contables por adquisición de ex Petrobras Argentina y otros	(89)	72	14	(334)
EBITDA ajustado consolidado	17.953	7.372	5.180	4.101



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado (AR\$ millones)	Ejercicio			4to Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	9.597	4.624	+108%	2.822	1.662	+70%
Costo de ventas	(5.358)	(2.726)	+97%	(1.626)	(1.125)	+45%
Resultado bruto	4.239	1.898	+123%	1.196	537	+123%
Gastos de comercialización	(94)	(65)	+45%	(31)	(28)	+11%
Gastos de administración	(357)	(392)	-9%	(90)	(69)	+30%
Otros ingresos operativos	420	55	NA	46	25	+84%
Otros egresos operativos	(149)	(104)	+43%	7	(38)	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(50)	-	NA	(46)	-	NA
Resultado operativo	4.009	1.392	+188%	1.082	427	+153%
Ingresos financieros	881	600	+47%	269	246	+9%
Gastos financieros	(932)	(750)	+24%	(209)	(201)	+4%
Otros resultados financieros	55	228	-76%	1	53	-98%
Resultado antes de impuestos	4.013	1.470	+173%	1.143	525	+118%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	85	(317)	NA	28	(62)	NA
Resultado del período	4.098	1.153	+255%	1.171	463	+153%
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	3.890	1.045	+272%	1.085	439	+147%
Participación no controladora	208	108	+93%	86	24	+258%
EBITDA ajustado	4.728	1.738	+172%	1.419	574	+147%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	6.277	2.486	+152%	1.549	1.073	+44%
Depreciaciones y amortizaciones	845	378	+124%	291	169	+72%

En el 4T17, el margen bruto de generación de energía fue de AR\$1.196 millones, 123% mayor con respecto al mismo período del 2016, principalmente debido a la actualización del esquema remunerativo sobre la energía base, a raíz de la aplicación de la Resolución SEE N° 19E/2017. Mediante dicha resolución, a partir de febrero de 2017 se remunera en términos de US\$ por potencia y energía despachada, incrementándose en forma gradual desde montos remunerativos mínimos diferenciando tecnología y escala, seguido de un incremento a remuneración base con la declaración de disponibilidades ("DIGO") en mayo de 2017, y alcanzando a la remuneración plena y definitiva del esquema a partir de noviembre de 2017. Durante todo el 4T17 la capacidad base facturó bajo el nuevo esquema (octubre con remuneración base y noviembre y diciembre con remuneración plena, siendo para las térmicas sujetas a la DIGO y la disponibilidad real de cada mes). En el 4T16, el esquema remunerativo para la capacidad base estaba denominado en AR\$ y bajo un esquema de precios inferior, pautado por la Resolución SEE N° 22/2016.

Asimismo, el incremento del margen bruto es explicado por la devaluación en el tipo de cambio nominal con impacto en nuestros contratos de capacidad nueva (Energía Plus y Resolución SE N° 220/2007) como también en nuestra energía base, y por la entrada en vigencia de nuevos contratos en CTLL para las unidades TG04 y TG05, en CTPP y CTIW⁶.

En términos operativos, la generación de energía del 4T17 de Pampa disminuyó 22% con respecto al 4T16, principalmente explicado por el siniestro ocurrido a fines de septiembre de 2017 en una de las dos turbinas de gas del ciclo combinado en CTGEBGA, el cual fue arreglado y habilitado a principios de enero de 2018 (-642 GWh)⁷. Asimismo, la menor generación en el 4T17 también se debe a mantenimientos programados en la turbina de vapor del ciclo combinado en CTLL (-219 GWh) y a menor despacho en CPB (-183 GWh). Dichas disminuciones fueron parcialmente compensadas por mayor generación en HPPL, ya que en el 2016 fue un año hidráulicamente seco (+198 GWh) y por la generación de las nuevas centrales

⁶ Para mayor información, ver el punto 1.1.1 de este Informe de Resultados.

⁷ Para mayor información, ver el punto 1.1.3 de este Informe de Resultados.



CTPP y CTIW, que comenzaron operaciones a fines de agosto y diciembre de 2017, respectivamente (+101 GWh).

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Térmicas								Total
	HINISA	HIDISA	HPPL ¹	CTLL ²	CTG ³	CTP	CPB	CTPP ⁴	CTIW ⁵	CTGEB ¹	Eco-Energía ¹	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	750	361	30	620	100	100	843	14	3.756
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	349	100	30	-	100	100	169	14	862
Participación de mercado	0,7%	1,1%	0,8%	2,1%	1,0%	0,1%	1,7%	0,3%	0,3%	2,3%	0,04%	10,3%
Período Anual												
Generación Neta 2017 (GWh)	751	480	760	3.864	1.772	156	1.453	142	23	4.685	100	14.186
Participación de mercado	0,6%	0,4%	0,6%	2,8%	1,3%	0,1%	1,1%	0,1%	0,0%	3,4%	0,1%	10,4%
Ventas 2017 (GWh)	751	480	760	3.864	2.337	156	1.453	142	23	5.412	103	15.481
Generación Neta 2016 (GWh)	706	564	176	3.644	1.577	155	2.054	-	-	2.211	43	11.131
Variación 2017 vs. 2016	+6%	-15%	+332%	+6%	+12%	+1%	-29%	na	na	+112%	+132%	+27%
Ventas 2016 (GWh)	706	564	176	3.644	2.076	155	2.056	-	-	2.499	44	11.921
Precio Prom. 2017 (US\$/MWh)	24	33	22	38	36	52	32	98	42	39	69	36
Precio Prom. 2016 (US\$/MWh)	17	17	24	27	30	52	14	na	na	34	60	26
Margen Bruto Prom. 2017 (US\$/MWh)	11	16	12	34	15	na	12	82	33	15	21	20
Margen Bruto Prom. 2016 (US\$/MWh)	8	4	14	23	14	na	1	na	na	11	18	13
Cuarto Trimestre												
Generación Neta 4T17 (GWh)	275	148	317	617	362	33	151	79	23	661	28	2.693
Participación de mercado	0,8%	0,4%	0,9%	1,8%	1,1%	0,1%	0,4%	0,2%	0,1%	2,0%	0,1%	8,0%
Ventas 4T17 (GWh)	275	148	317	617	490	33	151	79	23	834	28	2.994
Generación Neta 4T16 (GWh)	244	176	119	837	386	43	333	-	-	1.304	27	3.469
Variación 4T17 vs. 4T16	+12%	-16%	+167%	-26%	-6%	-25%	-55%	na	na	-49%	+2%	-22%
Ventas 4T16 (GWh)	244	176	119	837	505	43	333	-	-	1.478	27	3.763
Precio Prom. 4T17 (US\$/MWh)	20	32	17	62	56	60	80	123	40	63	68	53
Precio Prom. 4T16 (US\$/MWh)	14	15	22	30	31	47	17	na	na	34	54	29
Margen Bruto Prom. 4T17 (US\$/MWh)	9	16	10	56	17	na	30	104	31	22	26	28
Margen Bruto Prom. 4T16 (US\$/MWh)	6	4	13	23	11	na	(10)	na	na	13	14	12

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 2017 - 16,57; 2016 - 14,78; 4T17 - 17,55; 4T16 - 15,45. (1) Los volúmenes de HPPL, CTGEB y EcoEnergía corresponden desde el cierre de la adquisición en agosto de 2016. (2) La capacidad instalada de CTLL incluye 210 MW de la TG04 y la TG05. (3) El margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP. (4) CTPP comenzó operaciones el 29 de agosto de 2017. (5) CTIW comenzó operaciones el 22 de diciembre de 2017.

Los costos netos operativos aumentaron 37% con respecto al 4T16, principalmente debido a mayores costos laborales, mayores costos de compra de energía para cubrir contratos, devaluación del tipo de cambio nominal, mayores costos por la operación de nuevas máquinas de generación en CTLL TG04 y TG05, en CTPP y CTIW, y mayores depreciaciones por la activación de dichas nuevas unidades y de los mantenimientos programados.

Las ganancias por resultados financieros netos disminuyeron en AR\$37 millones con respecto al 4T16, registrando una ganancia en el 4T17 de AR\$61 millones, principalmente debido a menor ganancia por tenencia de instrumentos financieros, menor ganancia en diferencia de cambio neta y mayores pérdidas por intereses de mutuos con CAMMESA. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores intereses por disminución de los pasivos financieros y mayores ganancias por reconocimiento de intereses netos a las acreencias con CAMMESA originadas por las centrales de la ex Petrobras Argentina.

El EBITDA ajustado aumentó un 147% con respecto al 4T16 a una ganancia de AR\$1.419 millones, principalmente por la mejor remuneración de la energía base, devaluación del AR\$, las entradas de los PPAs en CTLL, CTPP y CTIW, y reconocimiento de mayor precio al gas cedido, parcialmente compensados por mayores costos laborales, compra de energía y costos de operación. Asimismo, el EBITDA ajustado del 4T16 no incluye montos menores no recurrentes como recupero de seguros y gastos por AR\$22 millones de CTG.



A continuación, se expone un resumen del estado de los proyectos de expansión comprometidos, entre los cuales se agregaron los proyectos eólicos Pampa Energía y De La Bahía por un total de 100 MW:

Proyecto	MW	Proveedor Equipamiento	Comercialización	Precio de Adjudicación			Inversión est. en millones de US\$ ¹	Fecha de Habilitación
				Potencia US\$/MW-mes	Variable US\$/MWh	Total US\$/MWh		
Térmico								
Loma de la Lata	15	MAN	Res. SEE N° 19/17	na	na	na	18	2T 2018
	105	GE	Contrato en US\$ por 10 años	23.000	7,5	39	90	5 de agosto de 2017
Parque Ind. Pilar	100	Wärtsilä	Contrato en US\$ por 10 años	26.900	15 - 16	52	103	29 de agosto de 2017
Ing. White	100	Wärtsilä	Contrato en US\$ por 10 años	21.800	12 - 15	42 - 45	90	22 de diciembre de 2017
Cierre Genelba Plus	383	Siemens	Contrato en US\$ por 15 años	20.500	6	34	355	TG: 2T 2019 / CC: 2T 2020
Renovable								
Cortí ²	100	Vestas	Contrato en US\$ por 20 años	na	na	58 ⁽³⁾	135	2T 2018
Pampa Energía y De La Bahía	100	na	MAT ER	na	na	na	135	na
Total	903						926	

Nota: (1) Montos sin IVA. (2) Pampa posee una participación del 50% sobre este proyecto. (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 (AR\$ millones)	Ejercicio			4to Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	24.339	13.079	+86%	6.763	3.962	+71%
Costo de ventas	(17.667)	(12.220)	+45%	(4.947)	(2.869)	+72%
Resultado bruto	6.672	859	NA	1.816	1.093	+66%
Gastos de comercialización	(2.079)	(1.618)	+28%	(619)	(517)	+20%
Gastos de administración	(1.444)	(1.171)	+23%	(435)	(352)	+24%
Otros ingresos operativos	97	1.718	-94%	27	1.160	-98%
Otros egresos operativos	(758)	(465)	+63%	(146)	(108)	+35%
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo	461	-	NA	461	-	NA
Recupero desvalorización de activos intangibles	82	-	NA	82	-	NA
Resultado operativo	3.031	(677)	NA	1.186	1.276	-7%
Ingresos financieros	272	206	+32%	90	66	+36%
Gastos financieros	(1.595)	(1.645)	-3%	(443)	(412)	+8%
Otros resultados financieros	(9)	(360)	-98%	(80)	(72)	+11%
Resultado antes de impuestos	1.699	(2.476)	NA	753	858	-12%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(417)	753	NA	(161)	(325)	-50%
Resultado del período	1.282	(1.723)	NA	592	533	+11%
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	951	(1.147)	NA	581	216	+169%
Participación no controladora	331	(576)	NA	11	317	-97%
EBITDA ajustado	2.705	781	+246%	794	1.464	-46%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	4.137	2.703	+53%	1.264	694	+82%
Depreciaciones y amortizaciones	443	364	+22%	123	97	+27%

En el 4T17 las ventas netas aumentaron en AR\$2.801 millones con respecto al 4T16, principalmente debido a la implementación desde febrero 2017 de la primera cuota del 42% al VAD calculado en la RTI,



sumada la aplicación desde diciembre 2017 de la segunda cuota del 18% al VAD y del ajuste semestral por variación de costos del 11,6%, éstos dos últimos reconocidos retroactivamente desde noviembre de 2017 y agosto de 2017, respectivamente. Asimismo, en el 4T16 CAMESA reconoció a favor de Edenor AR\$1.126 millones de ventas, monto que surge por el efecto de las medidas cautelares que previnieron la aplicación de los cuadros tarifarios con aumentos desde febrero de 2016 en los distritos La Matanza y Pilar. Adicionalmente, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 3%.

Al 31 de diciembre de 2017, el monto generado por la aplicación gradual del incremento tarifario asciende a AR\$4.917 millones aproximadamente, el cual es reconocido por el ENRE pero bajo criterios contables no es reconocido en los Estados Financieros de Edenor. El mismo es pagadero en 48 cuotas a partir del 1° de febrero de 2018 y ya fue incorporado al VAD resultante a dicha fecha mediante la Res. ENRE N° 33/18⁸.

El incremento en ventas fue parcialmente compensado por la no registración del FOCEDA, como consecuencia de la implementación de la RTI, pues en el 4T16 se registraron AR\$550 millones bajo este concepto. Asimismo, se registraron menores ventas de electricidad en el 4T17, disminuyendo en un 1% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2016, principalmente explicado por una disminución en la demanda residencial y comercial, asociado tanto a las mejores condiciones climáticas como al incremento tarifario.

Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2017			2016			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Período Anual								
Residencial	9.143	43%	2.579.705	9.708	44%	2.496.946	-6%	+3%
Comercial	3.514	16%	362.607	3.639	16%	361.485	-3%	+0%
Industrias	3.687	17%	6.866	3.677	17%	6.840	+0%	+0%
Sistema de Peaje	3.968	18%	704	4.014	18%	713	-1%	-1%
Otros								
Alumbrado Público	709	3%	21	704	3%	21	+1%	-
Villas de Emergencia y Otros	483	2%	426	511	2%	407	-6%	+5%
Total	21.503	100%	2.950.329	22.253	100%	2.866.412	-3%	+3%
Cuarto Trimestre								
Residencial	2.005	40%	2.579.705	2.086	41%	2.496.946	-4%	+3%
Comercial	858	17%	362.607	874	17%	361.485	-2%	+0%
Industrias	922	18%	6.866	907	18%	6.840	+2%	+0%
Sistema de Peaje	1.008	20%	704	1.004	20%	713	+0%	-1%
Otros								
Alumbrado Público	158	3%	21	160	3%	21	-1%	-
Villas de Emergencia y Otros	112	2%	426	108	2%	407	+4%	+5%
Total	5.064	100%	2.950.329	5.139	100%	2.866.412	-1%	+3%

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron marginalmente un 1% con respecto al 4T16, principalmente debido a mayores costos salariales y cargos de honorarios a terceros, impuestos operativos y provisiones por créditos por ventas, producto de la mayor facturación por los nuevos cuadros tarifarios, y mayores depreciaciones debido al crecimiento del activo fijo durante el año 2017. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor cargo por sanciones del ENRE debido al cambio en el criterio de actualización de las mismas. Las compras de energía aumentaron 177% con respecto al 4T16, debido al incremento del precio estacional por la quita gradual de subsidios en febrero y diciembre de 2017⁹, y por un leve aumento de la tasa de pérdidas de energía, la cual ascendió a 16,4% de la energía demandada en el 4T17 en comparación a los 16,2% alcanzados en el 4T16.

⁸ Para mayor información, ver el punto 1.3.1 de este Informe.

⁹ Para mayor información, ver el punto 1.3.1 de este Informe de Resultados.



El resultado operativo disminuyó 7% con respecto al 4T16, principalmente debido al efecto del reconocimiento de las medidas cautelares en el 4T16 y a los mayores gastos por compras de energía para cubrir las pérdidas no reconocidas, parcialmente compensado por la aplicación parcial de los nuevos cuadros tarifarios de la RTI y al menor cargo por sanciones. Asimismo, como consecuencia de la recomposición paulatina de la situación económico-financiera de Edenor, Pampa revirtió la pérdida por desvalorización sobre los bienes de uso y activos intangibles asociados a su inversión en Edenor, registrada en el ejercicio 2011, lo que implicó una ganancia contable antes de impuestos de AR\$543 millones.

En el 4T17, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$15 millones a una pérdida de AR\$433 millones, principalmente debido a la mayor pérdida por intereses y diferencias de cambio netas, producto de la mayor devaluación de AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que está denominada el pasivo financiero de Edenor, parcialmente compensado por el aumento en los intereses comerciales devengados sobre los saldos morosos, causado principalmente por el incremento tarifario resultante de la RTI.

El EBITDA ajustado en el 4T17 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de AR\$794 millones, el cual considera los ingresos provenientes de cargos por mora de AR\$28 millones y no considera el recupero de la desvalorización de nuestra inversión en Edenor por AR\$543 millones. En el 4T16, el EBITDA ajustado ascendió a una ganancia de AR\$1.464 millones e incluía AR\$43 millones en concepto de cargos por mora, una reclasificación a intereses financieros sobre el saldo de penalidades de AR\$48 millones y un reconocimiento de CAMMESA por única vez de AR\$1.126 millones por los efectos de las medidas cautelares.

3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado (AR\$ millones)	Ejercicio			4to Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	10.641	5.579	+91%	2.833	2.534	+12%
Costo de ventas	(6.581)	(3.737)	+76%	(1.723)	(1.589)	+8%
Resultado bruto	4.060	1.842	+120%	1.110	945	+17%
Gastos de comercialización	(455)	(334)	+36%	(109)	(145)	-25%
Gastos de administración	(975)	(632)	+54%	(262)	(276)	-5%
Gastos de exploración	(44)	(94)	-53%	(7)	(21)	-67%
Otros ingresos operativos	2.522	1.892	+33%	662	164	NA
Otros egresos operativos	(776)	(826)	-6%	(296)	(674)	-56%
Resultado por participaciones en asociadas	44	11	+300%	16	7	+129%
Resultado operativo	4.376	1.859	+135%	1.114	-	NA
Ingresos financieros	96	103	-7%	18	63	-71%
Gastos financieros	(245)	(730)	-66%	(4)	(156)	-97%
Otros resultados financieros	(193)	22	NA	15	85	-82%
Resultado antes de impuestos	4.034	1.254	+222%	1.143	(8)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(389)	(305)	+28%	(140)	(13)	NA
Resultado por operaciones continuas	3.645	949	+284%	1.003	(21)	NA
Resultado por operaciones discontinuadas	121	(74)	NA	(185)	(209)	-11%
Resultado del período	3.766	875	NA	818	(230)	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	3.241	627	NA	727	(258)	NA
Participación no controladora	525	248	+112%	91	28	+225%
EBITDA ajustado (incluye operaciones discontinuadas)	9.182	5.427	+69%	2.348	2.297	+2%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	4.195	4.045	+4%	1.442	1.412	+2%
Depreciaciones y amortizaciones	1.956	1.398	+40%	389	458	-15%



En enero de 2018 fue acordada la desinversión de ciertos activos mayoritariamente relacionados con la producción de crudo, por lo que estado de resultados del segmento sólo refleja las operaciones continuas¹⁰.

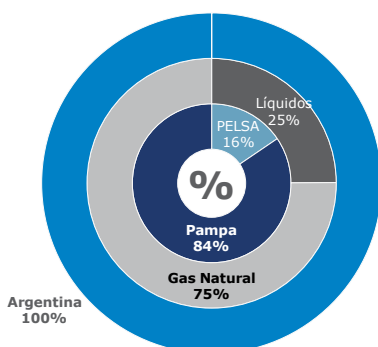
En el 4T17 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó en AR\$165 millones con respecto al 4T16, principalmente debido a las mejoras en los precios de venta de gas en US\$ y expresados en AR\$ por el efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la menor producción de hidrocarburos, producto de la finalización del servicio de Petrolera Pampa en el área Medanito La Pampa a fines de octubre de 2017, la desinversión en octubre de 2016 de ciertos bloques, sumado a mayores costos de depreciación de activos fijos, producción y transporte de gas y regalías por inflación en AR\$, y al efecto de variación del tipo de cambio de los costos denominados en US\$.

En términos operativos, incluyendo los activos con acuerdo de venta a Vista Oil & Gas, categorizados como operaciones discontinuadas, la producción total del segmento de petróleo y gas en el 4T17 disminuyó 9,1 kboe/día con respecto al 4T16, totalizando 68,0 kboe/día en el 4T17 y 77,1 kboe/día en el 4T16. La producción de gas disminuyó levemente de 8,3 millones de m³/día en el 4T16 a 8,0 millones de m³/día en el 4T17, principalmente debido a las desinversiones a fines de octubre 2016 en Aguada de la Arena, Colpa y Caranda y parcialmente en Río Neuquén (-0,3 millones de m³/día), y a la postergación de la terminación y conexión de pozos perforados en el 4T17 para el 2018 en Rincón del Mangrullo (-0,5 millones de m³/día), compensadas parcialmente por el incremento en la producción de El Mangrullo (+0,3 millones de m³/día). Asimismo, la producción de petróleo y líquidos se contrajo de 28,4 kboe/día en el 4T16 a 20,7 kboe/día en el 4T17, principalmente debido a la finalización del servicio de Petrolera Pampa en el área Medanito La Pampa a fines de octubre de 2017 (-2,8 kboe/día), la caída en la producción de los bloques de Venezuela (-1,5 kboe/día) y al declino de las principales áreas petrolíferas maduras de Pampa (-1,8 kboe/día) y de nuestra subsidiaria PELS A (-1,3 kboe/día).

Al 31 de diciembre de 2017, en Argentina nuestros pozos productivos totalizaron 1.950, en comparación a los 1.924 al 31 de diciembre de 2016, y las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas totalizaban 167 millones de boe.

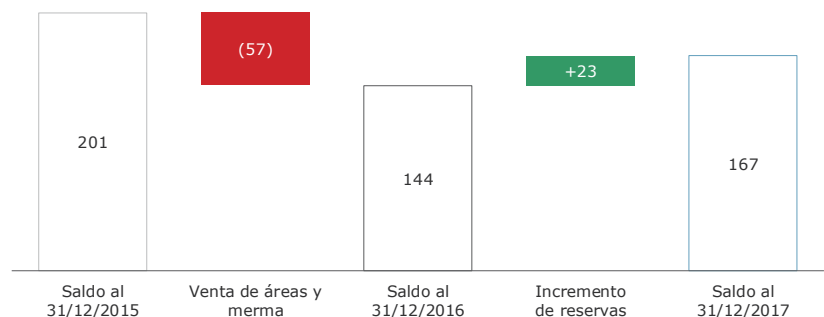
Total de Reservas Probadas de Pampa

Al 31 de diciembre de 2017
100% = 167 millones de boe



Evolución de las Reservas Probadas Certificadas de Pampa

En millones de boe



¹⁰ Para mayor información, ver el punto 1.6.2 de este Informe.



Producción de Petróleo y Gas	Petróleo				Gas				GLP	Total
	Petrolera Pampa	Pampa	PELSA	Total	Petrolera Pampa	Pampa	PELSA	Total	Total	
Período Anual										
Volumen 2017										
En miles de m3/día	-	2,4	1,1	3,4	-	7.297	759	8.055	0,1	
En miles de boe/día	-	15,0	6,6	21,6	-	42,9	4,5	47,4	0,7	69,7
En millones de pie cúbicos/día					-	258	27	284		
Precio Promedio 2017										
En US\$/bbl	-	52,8	57,1	54,1						
En US\$/MBTU					-	6,2	5,9	6,2		
En US\$/ton									338,2	
Volumen 2016										
En miles de m3/día	0,2	2,5	1,2	3,9	2.781	5.006	688	8.476	0,1	
En miles de boe/día	1,2	15,6	7,6	24,4	16,4	29,5	4,0	49,9	0,7	75,0
En millones de pie cúbicos/día					98	177	24	299		
Variación Volumen 2017 - 2016	na	-4%	-12%	-12%	-100%	+46%	+10%	-5%	-6%	-7%
Precio Promedio 2016										
En US\$/bbl	60,1	57,3	62,0	59,0						
En US\$/MBTU					7,3	5,2	5,4	6,4		
En US\$/ton									209,1	
Variación Precios 2017 - 2016	-100%	-8%	-8%	-8%	-100%	+20%	+9%	-3%	+62%	
Cuarto Trimestre										
Volumen 4T17										
En miles de m3/día	-	2,1	1,0	3,1	-	7.183	865	8.048	0,1	
En miles de boe/día	-	13,2	6,2	19,4	-	42,3	5,1	47,4	0,6	67,4
En millones de pie cúbicos/día					-	254	31	284		
Precio Promedio 4T17										
En US\$/bbl	-	53,5	57,9	54,9						
En US\$/MBTU					-	6,2	6,1	6,2		
En US\$/ton									405,7	
Volumen 4T16										
En miles de m3/día	0,6	2,3	1,2	4,1	3.168	4.429	666	8.264	0,1	
En miles de boe/día	3,9	14,2	7,4	25,6	18,6	26,1	3,9	48,6	0,7	74,9
En millones de pie cúbicos/día					112	156	24	292		
Variación Volumen 4T17 vs. 4T16	na	-7%	-17%	-24%	-100%	+62%	+30%	-3%	-10%	-10%
Precio Promedio 4T16										
En US\$/bbl	59,2	55,7	58,8	57,1						
En US\$/MBTU					7,4	5,2	5,4	5,8		
En US\$/ton									224,0	
Variación Precios 4T17 vs. 4T16	-100%	-4%	-2%	-4%	-100%	+20%	+14%	+8%	+81%	

Nota: Los volúmenes de Pampa y PELSA corresponden desde el cierre de la adquisición de la ex Petrobras Argentina en agosto de 2016. La producción considera el 100% de Medanito La Pampa, área en la que Petrolera Pampa prestó servicios hasta fines de octubre de 2017, y el 100% de las operaciones discontinuadas. Los volúmenes de Pampa en el ejercicio 2017 y 4T17 incluyen los volúmenes de Petrolera Pampa. Asimismo, la producción no considera los volúmenes del exterior por 1,3 kboe/día en 2017; 2,9 kboe/día en 2016; 0,7 kboe/día en 4T17; y 2,2 kboe/día en 4T16. Tipo de cambio AR\$/US\$: 2017 - 16,57; 2016 - 14,78; 4T17 - 17,55; 4T16 - 15,45.

La compensación recibida a través de los Programas de Estímulo de Inyección Excedente de Gas Natural Resolución SE N° 1/2013 y para Empresas con Inyección Reducida de Gas Natural Resolución SE N° 60/2013 ("Plan Gas") aumentó marginalmente, principalmente debido a mayor producción incremental, parcialmente compensado por los efectos de la desinversión en octubre de 2016 de ciertos activos de la ex Petrobras Argentina, sumado al incremento del precio que paga la demanda, siendo en el 4T17 un monto total de AR\$776 millones, en comparación con AR\$760 millones registrados en el 4T16.



En el 4T17, los resultados financieros netos aumentaron AR\$37 millones a una ganancia de AR\$29 millones, principalmente debido a menores pérdidas por intereses financieros, parcialmente compensado por un mayor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio neta.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó en AR\$51 millones, alcanzando AR\$2.348 millones en el 4T17, principalmente por la mejora de precios de venta del gas natural, el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta de los hidrocarburos, parcialmente compensados por la menor producción por la finalización del servicio en Medanito La Pampa y en menor medida, a las desinversiones de ciertos activos de la ex Petrobras Argentina en octubre de 2016. El EBITDA ajustado considera el EBITDA proporcional de OldelVal, compañía de transporte de crudo, en la cual Pampa posee una participación directa del 23,1%, por un monto de AR\$32 millones en 4T17, en comparación con AR\$16 millones en el mismo período de 2016. Asimismo, el EBITDA ajustado también consolida los resultados de los activos con acuerdo de venta (PELSA, el 3,85% de las áreas de PELSA y el 100% de las áreas Medanito y Jagüel de los Machos). En el 4T17 se registró AR\$829 millones de EBITDA ajustado, AR\$328 millones superior al registrado en el 4T16, principalmente debido a mejores precios de gas y al efecto de la devaluación del AR\$, parcialmente compensado por la menor producción de crudo.

Segmento de Petróleo y Gas, Operaciones Discontinuas (AR\$ millones)	Ejercicio			4to Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	5.972	2.456	+143%	1.821	1.353	+35%
Costo de ventas	(4.840)	(1.941)	+149%	(1.585)	(1.133)	+40%
Resultado bruto	1.132	515	+120%	236	220	+7%
Gastos de comercialización	(182)	(63)	+189%	(52)	(35)	+49%
Gastos de administración	(127)	(25)	NA	(30)	(13)	+131%
Gastos de exploración	(19)	(41)	-54%	(5)	(38)	-87%
Otros ingresos operativos	377	235	+60%	187	82	+128%
Otros egresos operativos	(181)	(656)	-72%	(51)	(348)	-85%
Resultado operativo	1.000	(35)	NA	285	(132)	NA
Ingresos financieros	22	38	-42%	3	39	-92%
Gastos financieros	-	(10)	-100%	-	(10)	-100%
Otros resultados financieros	(239)	(43)	NA	(112)	(31)	+261%
Resultado antes de impuestos	783	(50)	NA	176	(134)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(662)	(24)	NA	(361)	(75)	NA
Resultado del período	121	(74)	NA	(185)	(209)	-11%
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	10	(64)	NA	(277)	(164)	+69%
Participación no controladora	111	(10)	NA	92	(45)	NA
EBITDA ajustado por operaciones discontinuadas	2.764	1.151	+140%	829	501	+65%
Depreciaciones y amortizaciones	1.764	716	+146%	544	402	+35%

Cabe aclarar que no se consideran los ajustes contables derivados de la registración de la adquisición de ex Petrobras Argentina en los estados financieros de Pampa (*Purchase Price Allocation*), los cuales afectan al EBITDA del 4T16, e incluyen: i) la pérdida por la reestimación del contrato *Ship or Pay* de OCP en Ecuador, el cual parcialmente se compensa con la ganancia registrada por el mismo concepto en el segmento holding y otros (AR\$371 millones); ii) la reversión de la ganancia por la venta de equipos de ex Petrobras Argentina a TGS en Río Neuquén (AR\$358 millones); iii) pérdidas por la reestimación de pasivos ambientales y mayores contingencias (AR\$129 millones); y iv) la baja del crédito por el Acuerdo Petrolero del 2003, el cual a nivel de operaciones continuas consolidadas tiene efecto neto positivo (AR\$143 millones), ya que el segmento refinación y distribución se registra como discontinuado por el acuerdo de venta con Trafigura.



3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución

Segmento de Refinación y Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	Ejercicio			4to Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	-	-	NA	-	-	NA
Costo de ventas	-	-	NA	-	-	NA
Resultado bruto	-	-	NA	-	-	NA
Gastos de comercialización	-	-	NA	-	-	NA
Gastos de administración	-	-	NA	-	-	NA
Otros ingresos operativos	-	-	NA	-	-	NA
Otros egresos operativos	-	-	NA	-	-	NA
Resultado por participaciones en asociadas	-	(1)	-100%	(17)	(2)	NA
Resultado operativo	-	(1)	-100%	(17)	(2)	NA
Ingresos financieros	-	-	NA	-	-	NA
Gastos financieros	-	-	NA	-	-	NA
Otros resultados financieros	-	-	NA	-	-	NA
Resultado antes de impuestos	-	(1)	-100%	(17)	(2)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	-	-	NA	-	-	NA
Resultado por operaciones continuas	-	(1)	-100%	(17)	(2)	NA
Resultado por operaciones discontinuadas	(43)	75	NA	(250)	123	NA
Resultado del periodo	(43)	74	NA	(267)	121	NA
EBITDA ajustado (incluye operaciones discontinuadas)	951	(84)	NA	405	(79)	NA
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	154	389	-60%	31	116	-73%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En diciembre de 2017 fue acordada la desinversión de los activos relacionados con el segmento de refinación y distribución¹¹, por lo que estado de resultados del segmento sólo refleja las operaciones continuas, es decir, nuestra participación en Refinor y la terminal de despacho Dock Sud. 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 2017 (miles de m3)	17	811	455	297	264	1.843
Precio promedio 2017 (US\$/m3)	307	579	663	399	450	550
Volumen 2016 (miles de m3)	7	376	225	131	73	812
Precio promedio 2016 (US\$/m3)	348	581	606	397	466	546
Variación Volumen 2017 - 2016	+131%	+116%	+102%	+126%	+263%	+127%
Variación Precios 2017 - 2016	-12%	-0%	+9%	+0%	-3%	+1%
Cuarto Trimestre						
Volumen 4T17 (miles de m3)	4	202	118	65	54	443
Precio promedio 4T17 (US\$/m3)	299	605	657	447	530	584
Volumen 4T16 (miles de m3)	4	213	145	71	42	476
Precio promedio 4T16 (US\$/m3)	319	556	558	378	473	521
Variación Volumen 4T17 vs. 4T16	+4%	-5%	-18%	-9%	+27%	-7%
Variación Precios 4T17 vs. 4T16	-6%	+9%	+18%	+18%	+12%	+12%

Nota: Los volúmenes corresponden desde el cierre de la adquisición de Petrobras Argentina en agosto de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 2017 - 16,57; 2016 - 14,78; 4T17 - 17,55; 4T16 - 15,45.

¹¹ Para mayor información, ver el punto 1.6.1 de este Informe.



En términos operativos, el volumen total comercializado de productos refinados registró 443 mil m³ en el 4T17, un 7% menor a los 476 mil m³ del 4T16, principalmente debido a menor carga en la refinería e importaciones de gas oil, producto de la caída en la demanda de nafta, gas oil, además de la menor demanda de fuel oil por parte de CAMMESA, parcialmente compensados por una mayor venta de asfaltos e IFOs debido a una mejora en la actividad en el mercado.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refinación y distribución aumentó en AR\$484 millones, alcanzando AR\$405 millones en el 4T17, principalmente debido a que consolida los resultados de los activos con acuerdo de venta, los cuales en el 4T17 registraron una ganancia de AR\$360 millones de EBITDA ajustado, AR\$444 millones superior al registrado en el 4T16. Dicha variación se explica por menor costo del crudo, el cual alcanzó su convergencia a la paridad de exportación, sumado a la mejora en los precios de venta de los productos refinados, debido a la suspensión del acuerdo entre Refinadores y Productores. Asimismo, nuestro EBITDA de refinación y distribución considera el EBITDA ajustado por tenencia en Refinor, compañía en la cual Pampa posee el 28,5% de participación accionaria, por AR\$45 millones en 4T17, en comparación con AR\$5 millones en el mismo período de 2016.

Segmento de Refinación y Distribución, Operaciones Discontinuas (AR\$ millones)	Ejercicio			4to Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	16.795	6.550	+156%	4.541	3.825	+19%
Costo de ventas	(14.256)	(5.973)	+139%	(3.716)	(3.458)	+7%
Resultado bruto	2.539	577	NA	825	367	+125%
Gastos de comercialización	(1.957)	(757)	+159%	(535)	(453)	+18%
Gastos de administración	(80)	(23)	+248%	(27)	(16)	+69%
Otros ingresos operativos	223	459	-51%	59	426	-86%
Otros egresos operativos	(110)	(98)	+12%	(44)	(103)	-57%
Desvalorización de activos clasificados como mantenidos para la venta	(687)	-	NA	(687)	-	NA
Resultado operativo	(72)	158	NA	(409)	221	NA
Ingresos financieros	15	6	+150%	1	5	-80%
Gastos financieros	(16)	(9)	+78%	(3)	(4)	-25%
Otros resultados financieros	(14)	(40)	-65%	(3)	(36)	-92%
Resultado antes de impuestos	(87)	115	NA	(414)	186	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	44	(40)	NA	164	(63)	NA
Resultado del período	(43)	75	NA	(250)	123	NA
EBITDA ajustado por operaciones discontinuas	871	(102)	NA	360	(84)	NA
Depreciaciones y amortizaciones	215	105	+105%	41	60	-32%



3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado (AR\$ millones)	Ejercicio			4to Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	7.229	2.507	+188%	1.855	1.592	+17%
Costo de ventas	(6.655)	(2.207)	+202%	(1.732)	(1.493)	+16%
Resultado bruto	574	300	+91%	123	99	+24%
Gastos de comercialización	(290)	(110)	+164%	(82)	(67)	+22%
Gastos de administración	(74)	(15)	NA	(23)	(9)	+156%
Otros ingresos operativos	64	-	NA	29	6	NA
Otros egresos operativos	(571)	(263)	+117%	(239)	(150)	+59%
Resultado operativo	(297)	(88)	+238%	(192)	(121)	+59%
Ingresos financieros	10	2	NA	-	1	-100%
Otros resultados financieros	11	(3)	NA	33	2	NA
Resultado antes de impuestos	(276)	(89)	+210%	(159)	(118)	+35%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	-	-	NA	-	-	NA
Resultado del período	(276)	(89)	+210%	(159)	(118)	+35%
EBITDA ajustado	203	113	+80%	(38)	70	NA
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	110	58	+90%	51	40	+28%
Depreciaciones y amortizaciones	117	35	+234%	33	25	+32%

El margen bruto del 4T17 de este segmento fue de AR\$123 millones, un 24% mayor que en el 4T16, principalmente debido al incremento en los precios de referencia internacional, nominadas en US\$, parcialmente compensado por los menores volúmenes de venta de producto y el aumento de los costos operativos y de la materia prima, también mayormente denominada en US\$. 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 2017 (miles de toneladas)	134	33	291	458
Precio promedio 2017 (US\$/ton)	1.506	2.052	571	953
Volumen 2016 (miles de toneladas)	57	11	137	205
Precio promedio 2016 (US\$/ton)	1.344	1.877	532	828
Variación Volumen 2017 - 2016	+134%	+214%	+112%	+124%
Variación Precios 2017 - 2016	+12%	+9%	+7%	+15%
Cuarto Trimestre				
Volumen 4T17 (miles de toneladas)	32	9	63	104
Precio promedio 4T17 (US\$/ton)	1.615	1.826	606	1.021
Volumen 4T16 (miles de toneladas)	37	7	83	127
Precio promedio 4T16 (US\$/ton)	1.283	1.866	519	814
Variación Volumen 4T17 - 4T16	-13%	+29%	-24%	-18%
Variación Precios 4T17 - 4T16	+26%	-2%	+17%	+26%

Nota: Los volúmenes corresponden desde el cierre de la adquisición de Petrobras Argentina en agosto de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 2017 - 16,57; 2016 - 14,78; 4T17 - 17,55; 4T16 - 15,45. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.

En términos operativos, el volumen total comercializado de nuestro segmento petroquímico registró una disminución del 18% en el 4T17, totalizando 104 kton en comparación a las 127 kton en el período comparativo 2016. Dicha disminución responde principalmente a menores ventas locales de bases secundado por los productos estirénicos, sumado a menores ventas de productos de reforma para



exportación, parcialmente compensados por mayores exportaciones de caucho sintético por las mejoras en los precios internacionales.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petroquímica disminuyó en AR\$108 millones, registrando una pérdida de AR\$38 millones en el 4T17, y no considera las contingencias netas originadas por la ex Petrobras Argentina por AR\$121 millones en 4T17 y AR\$166 millones en 4T16.

3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	Ejercicio			4to Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	424	80	NA	112	22	NA
Costo de ventas	(3)	(3)	-	-	(1)	-100%
Resultado bruto	421	77	NA	112	21	NA
Gastos de comercialización	-	(5)	-100%	-	(5)	-100%
Gastos de administración	(2.095)	(1.446)	+45%	(641)	(573)	+12%
Otros ingresos operativos	289	560	-48%	27	530	-95%
Otros egresos operativos	(697)	(282)	+147%	(10)	(155)	-94%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	1.114	105	NA	290	299	-3%
Resultado por participaciones en asociadas	-	(3)	-100%	-	-	NA
Resultado por venta de participaciones en sociedades	-	480	-100%	-	-	NA
Resultado operativo	(968)	(514)	+88%	(222)	117	NA
Ingresos financieros	214	105	+104%	44	87	-49%
Gastos financieros	(2.381)	(1.320)	+80%	(780)	(572)	+36%
Otros resultados financieros	(2.130)	35	NA	(1.048)	(320)	+228%
Resultado antes de impuestos	(5.265)	(1.694)	+211%	(2.006)	(688)	+192%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	2.088	1.070	+95%	1.568	1.150	+36%
Resultado del período	(3.177)	(624)	NA	(438)	462	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	(3.177)	(603)	NA	(438)	521	NA
Participación no controladora	-	(21)	-100%	-	(59)	-100%
EBITDA ajustado	180	(615)	NA	248	(221)	NA
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	116	85	+36%	66	28	+136%
Depreciaciones y amortizaciones	60	26	+131%	16	15	+7%

En el 4T17 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó AR\$91 millones respecto al mismo período del 2016, principalmente debido a mayores *fees* cobrados a nuestras subsidiarias.

Asimismo, el margen operativo de holding y otros, sin considerar los resultados por participaciones en negocios conjuntos (Transener y TGS), registró una pérdida de AR\$512 millones, en comparación a la pérdida de AR\$182 millones en el mismo período de 2016, principalmente explicado por el incremento de costos laborales y el devengamiento del acuerdo de compensación con los principales ejecutivos de la Compañía.

Las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$979 millones, arrojando una pérdida para el 4T17 de AR\$1.784 millones, principalmente debido a mayores pérdidas por intereses y diferencia de cambio neta producto del incremento en nuestros pasivos financieros, parcialmente compensado por mayor ganancia producto de la tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros aumentó en AR\$469 millones en el 4T17, registrando una ganancia de AR\$248 millones. El EBITDA ajustado elimina los resultados netos por nuestra participación de Transener y TGS, y a su vez realiza una consolidación ajustada a la tenencia



accionaria indirecta en los EBITDAs de dichos negocios. Asimismo, el EBITDA ajustado no considera pérdidas por actualización de contingencias. En el 4T16, la pérdida de AR\$221 millones por EBITDA ajustado no consideraba los gastos relacionados a la compra de la ex Petrobras Argentina y tampoco consideraba los ajustes contables derivados de la registración de la adquisición en los estados financieros de Pampa (*Purchase Price Allocation*), los cuales incluyen pérdidas por baja de créditos, ciertas contingencias identificadas y la ganancia por la reestimación del contrato *Ship or Pay* de OCP Ecuador, el cual en el consolidado quedará una pérdida neta de AR\$151 millones.

En el 4T17 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de AR\$403 millones (total implícito de AR\$1.581 millones), ampliamente superior al registrado en 4T16, principalmente debido al aumento tarifario resultante de la RTI para el transporte de gas, cuya implementación fue a partir de abril de 2017 en tres cuotas, siendo la primera equivalente a aproximadamente 58% en promedio y a partir de diciembre de 2017, la segunda cuota equivalente a aproximadamente 78% en promedio, la cual incluye un 15% de incremento correspondiente al ajuste no automático por variación de costos¹². Asimismo, la mejora de márgenes en el segmento de líquidos, tanto por precios como por volúmenes vendidos, contribuyó al desempeño del EBITDA.

En el caso de Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% fue de AR\$327 millones (total implícito de AR\$1.241 millones), el cual se vio positivamente impactado por la implementación desde febrero de 2017 en una sola cuota de los nuevos cuadros tarifarios resultantes de la RTI (1185% y 1332% sobre los cuadros tarifarios de Transener y Transba, respectivamente, considerando los resultados de reconsideración y excluyendo el Acuerdo Instrumental y Plan Federal) y la actualización semestral de la remuneración en diciembre de 2017, retroactivo a agosto de 2017 (11,35% y 10,96% sobre las remuneraciones de Transener y Transba, respectivamente). Asimismo, en el 4T16 el EBITDA de Transener incluyó un ajuste negativo de AR\$635 millones producto de la diferencia entre los desembolsos percibidos y los montos devengados como ingresos por ventas del crédito con CAMMESA correspondientes al Acuerdo Instrumental. En el 2T17 se devengaron y cobraron los últimos hitos por reconocimiento de mayores costos, por lo que desde entonces no se registraron más ajustes de esta naturaleza.

¹² Para mayor información, ver el punto 1.5.1 de este Informe.



3.7 Análisis del Ejercicio, por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	Ejercicio 2017				Ejercicio 2016			
	% 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	(202)	116	56,0%	9	(19)	36
Los Nihuiles	52,0%	105	(190)	264	47,0%	57	(63)	137
CPB	100,0%	226	534	(120)	100,0%	(79)	442	(208)
CTG ¹	100,0%	381	-	262	90,4%	341	81	208
CTLL ^{1,2}	100,0%	1.517	-	1.218	100,0%	1.021	2.464	513
Pampa Energía ²	100,0%	2.425	-	2.342	100,0%	222	(8)	416
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		(19)	(620)	(192)		168	(477)	(57)
Subtotal Generación		4.728	(478)	3.890		1.738	2.420	1.045
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,4%	2.699	1.271	682	51,5%	790	569	(1.189)
EASA ⁵		-	-	-	100,0%	29	2.146	(528)
Ajustes y eliminaciones ³		6	-	269		(37)	(2.122)	570
Subtotal Distribución		2.705	1.271	951		781	594	(1.147)
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa ¹	100,0%	2.381	-	866	49,5%	2.752	3.307	528
Pampa Energía ¹	100,0%	6.737 ¹	(52)	2.823	100,0%	4.103	(95)	421
<i>OldelVal</i>	23,1%	444	(148)	216	23,1%	123	(53)	50
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(341)	114	(166)		(95)	41	(39)
Subtotal OldelVal		103	(34)	50		28	(12)	12
Ajustes y eliminaciones ³		(39)	-	(498)		(1.457)	(182)	(333)
Subtotal Petróleo y Gas		9.182	(86)	3.241		5.426	3.017	627
Segmento de Refinación y Distribución								
Pampa Energía ¹	100,0%	871	-	(43)	100,0%	(102)	(14)	107
<i>Refinor</i>	28,5%	282	(542)	38	28,5%	62	690	77
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(201)	387	(27)		(44)	(493)	(55)
Subtotal Refinor		80	(154)	11		18	197	22
Ajustes y eliminaciones ³		-	-	(10)		-	-	(55)
Subtotal Refino y Distribución		951	(154)	(43)		(84)	183	74
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía ¹	100,0%	203	-	(276)	100,0%	112	-	(90)
Ajustes y eliminaciones ³		0	-	(0)		1	-	1
Subtotal Petroquímica		203	-	(276)		113	-	(89)
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía ¹	100,0%	(2.073)	26.395	(4.804)	100,0%	(874)	18.356	(1.523)
<i>Transener</i>	26,3%	3.787	(1.181)	2.282	26,3%	343	920	(57)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2.790)	870	(1.681)		(253)	(678)	42
<i>Ajustes y eliminaciones³</i>		-	-	-		-	(24)	-
Subtotal Transmisión		997	(311)	601		90	218	(15)
<i>TGS</i>	25,5%	5.074	(711)	2.793	25,5%	1.148	1.458	483
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3.780)	530	(2.081)		(855)	(1.086)	(360)
Subtotal Midstream de Gas		1.294	(181)	712		293	372	123
Otras compañías y eliminaciones ³		(38)	(3.005)	314		(124)	(6.499)	812
Subtotal Holding y Otros		180	22.898	(3.177)		(615)	12.447	(603)
Eliminaciones		4	681	20		12	(775)	82
Total Consolidado		17.953	24.132	4.606		7.371	17.886	(11)
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		16.553	23.007	4.606		5.552	16.754	(11)

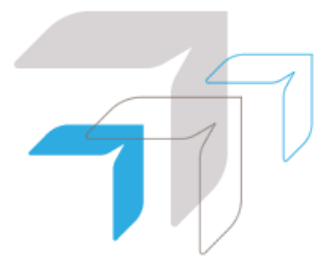
1 Debido a la segunda fase de la reorganización societaria, los resultados del 2017 son por el período de nueve meses. Desde el 1 de noviembre de 2016, los resultados de la ex Petrobras Argentina se encuentran fusionados con Pampa. Para mayor información, ver el punto 1.7.1 de este Informe. 2 Montos no consolidados. 3 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. 4 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 5 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias.



3.8 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	Cuarto Trimestre 2017				Cuarto Trimestre 2016			
	% 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%	32	(202)	55	56,0%	(1)	(19)	7
Los Nihuiles	52,0%	32	(190)	135	47,0%	12	(63)	32
CPB	100,0%	78	534	(62)	100,0%	(77)	442	(86)
CTG ¹	100,0%	-	-	-	90,4%	69	81	53
CTL ^{1,2}	100,0%	-	-	-	100,0%	262	2.464	124
Pampa Energía ²	100,0%	1.270	-	1.043	100,0%	132	(8)	326
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		8	(620)	(86)		177	(477)	(17)
Subtotal Generación		1.419	(478)	1.085		574	2.420	439
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,4%	794	1.271	22	51,5%	1.466	569	654
EASA ⁵		-	-	-	100,0%	8	2.146	(121)
Ajustes y eliminaciones ³		(0)	-	559		(9)	(2.122)	(317)
Subtotal Distribución		794	1.271	581		1.464	594	216
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa ¹	100,0%	-	-	-	49,5%	787	3.307	87
Pampa Energía ¹	100,0%	2.315	(52)	1.003	100,0%	3.243	(95)	179
<i>OldelVal</i>	23,1%	137	(148)	81	23,1%	71	(53)	27
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(105)	114	(63)		(55)	41	(21)
Subtotal OldelVal		32	(34)	19		16	(12)	6
Ajustes y eliminaciones ³		1	-	(295)		(1.749)	(182)	(530)
Subtotal Petróleo y Gas		2.348	(86)	727		2.297	3.017	(258)
Segmento de Refinación y Distribución								
Pampa Energía ¹	100,0%	360	-	(267)	100,0%	(84)	(14)	121
<i>Refinor</i>	28,5%	156	(542)	53	28,5%	16	690	69
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(112)	387	(38)		(11)	(493)	(49)
Subtotal Refinor		45	(154)	15		5	197	20
Ajustes y eliminaciones ³		0	-	(15)		0	-	(20)
Subtotal Refino y Distribución		405	(154)	(267)		(79)	183	121
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía ¹	100,0%	(38)	-	(159)	100,0%	69	-	(120)
Ajustes y eliminaciones ³		(0)	-	(0)		1	-	2
Subtotal Petroquímica		(38)	-	(159)		70	-	(118)
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía ¹	100,0%	(467)	26.395	(1.006)	100,0%	(836)	18.356	(634)
<i>Transener</i>	26,3%	1.241	(1.181)	896	26,3%	140	920	484
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(914)	870	(660)		(103)	(678)	(357)
<i>Ajustes y eliminaciones³</i>		-	-	-		-	(24)	-
Subtotal Transmisión		327	(311)	236		37	218	128
<i>TGS</i>	25,5%	1.581	(711)	975	25,5%	952	1.458	462
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(1.178)	530	(726)		(709)	(1.086)	(344)
Subtotal Midstream de Gas		403	(181)	249		243	372	118
Otras compañías y eliminaciones ³		(15)	(3.005)	83		335	(6.499)	910
Subtotal Holding y Otros		248	22.898	(438)		(221)	12.447	521
Eliminaciones		5	681	(17)		(4)	(775)	61
Total Consolidado		5.180	24.132	1.512		4.101	17.886	982
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		4.767	23.007	1.512		2.986	16.754	982

1 Debido a la segunda fase de la reorganización societaria, los resultados del 4T17 están absorbidos en Pampa Energía. En el 4T16, los resultados de la ex Petrobras Argentina se encuentran fusionados con Pampa. Para mayor información, ver el punto 1.7.1 de este Informe. 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 no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 5 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias.



4. Información sobre la Conferencia Telefónica

El martes 13 de marzo de 2018 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 11.00 a.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una conferencia telefónica conjunta con Edenor, para analizar los resultados del cuarto trimestre de 2017.

Leandro Montero, director de finanzas y control de Edenor y Lida Wang, gerente de relación con inversores de Pampa, estarán a cargo de la presentación. Para los interesados en participar, comunicarse al 0800-444-2930 desde Argentina, al +1 (844) 854-4411 desde los Estados Unidos, o desde cualquier otro país al +1 (412) 317-5481. Los participantes deberán utilizar la contraseña Pampa Energía / Edenor para la conferencia y llamar cinco minutos antes de la hora fijada. Por favor descargar la Presentación de la Conferencia Telefónica 4T17 en nuestro sitio para inversores.

También habrá una transmisión de audio y presentación en vivo de la conferencia en la página www.pampaenergia.com/ri.

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

- ✓ www.pampaenergia.com/ri
- ✓ www.cnv.gob.ar
- ✓ www.sec.gov