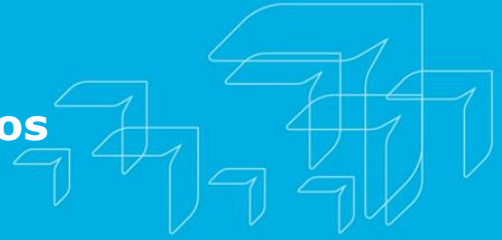


Resultados de los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2017



Pampa Energía S.A. (en adelante "Pampa", la "Compañía" o la "Sociedad"), la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina, que a través de sus subsidiarias participa en las cadenas de valor de electricidad y de petróleo y gas, anuncia los resultados de los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2017.

Buenos Aires, 10 de noviembre de 2017

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\$90.425 millones /
US\$5.182 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 Período de Nueve Meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 ("9M17")

Ventas netas consolidadas por AR\$48.158 millones¹, un 163,4% mayor a los AR\$18.280 millones en el mismo período de 2016 ("9M16"), debido a aumentos de AR\$3.813 millones en generación de energía, AR\$8.459 millones en distribución de energía, AR\$7.811 millones en petróleo y gas, AR\$9.529 millones en refinación y distribución, AR\$4.459 millones en petroquímica y AR\$254 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones de AR\$4.447 millones por ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 11.494 GWh de energía** desde 10 centrales
- ⇒ **Ventas de 16.440 GWh de electricidad** a 2,9 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 70,4 mil barriles diarios de hidrocarburos:** 8,1 millones m³/d de gas y 23 kboe/d de crudo y líquidos
- ⇒ **Ventas de 1,4 millones m³ de productos refinados y 354 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado² consolidado de AR\$12.811 millones, comparado a AR\$3.252 millones del 9M16, explicado por incrementos de AR\$2.145 millones en generación de energía, AR\$2.594 millones en distribución de energía, AR\$3.708 millones en petróleo y gas, AR\$556 millones en refinación y distribución, AR\$198 millones en petroquímica, AR\$343 millones en el segmento de holding y otros, y AR\$15 millones en eliminaciones intersegmento.

Ganancia consolidada de AR\$3.970 millones, de los cuales AR\$3.094 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, superior a la pérdida de AR\$993 millones atribuibles a los propietarios en 9M16, explicado por las mayores ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación de energía (AR\$2.199 millones), distribución de energía (AR\$1.733 millones), petróleo y gas (AR\$1.629 millones), refinación y distribución (AR\$408 millones) y eliminaciones intersegmento (AR\$16 millones), parcialmente compensadas por pérdidas en petroquímica (AR\$146 millones) y mayores pérdidas reportadas en nuestro segmento de holding y otros (AR\$1.752 millones).

¹ Bajo las NIIF, Greenwind, OldelVal, Refinor, Transener y TGS no se consolidan en los estados de resultados y de situación patrimonial de Pampa, siendo solo sus resultados netos ajustados por tenencia expuestos bajo la línea "Resultado por participación en negocios conjuntos" y "Resultado por participación en asociadas". Para mayor información, ver la sección 3 de este Informe.

² 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 Tercer Trimestre de 2017 ("3T17")³

Ventas netas consolidadas por AR\$17.357 millones, comparado a los AR\$9.897 millones del tercer trimestre de 2016 ("3T16"), explicado por aumentos de AR\$1.339 millones en generación de energía, AR\$3.047 millones en distribución de energía, AR\$1.157 millones en petróleo y gas, AR\$1.379 millones en refinación y distribución, AR\$998 millones en petroquímica y AR\$88 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones de AR\$548 millones por ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 3.724 GWh de energía** desde 10 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.583 GWh de electricidad** a 2,9 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 70,6 kboe/d de hidrocarburos:** 8,1 millones m³/d de gas y 22,7 kboe/d de crudo y líquidos
- ⇒ **Ventas de 447 mil m³ de productos refinados y 124 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de AR\$5.090 millones, comparado a AR\$1.464 millones del 3T16, explicado por incrementos de AR\$998 millones en generación de energía, AR\$1.406 millones en distribución de energía, AR\$647 millones en petróleo y gas, AR\$223 millones en refinación y distribución, AR\$8 millones en petroquímica y AR\$390 millones en el segmento de holding y otros, parcialmente compensados por reducciones de AR\$46 millones en eliminaciones intersegmento.

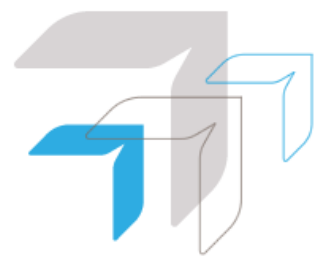
Ganancia consolidada de AR\$1.624 millones, de los cuales AR\$1.284 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, superior a la pérdida de AR\$932 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía registrada en 3T16, explicado por las mayores ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación de energía (AR\$779 millones), distribución de energía (AR\$578 millones), petróleo y gas (AR\$179 millones), refinación y distribución (AR\$225 millones) y en el segmento de holding y otros (AR\$633 millones), parcialmente compensadas por pérdidas en petroquímica (AR\$133 millones) y eliminaciones intersegmento (AR\$45 millones).

³ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 están basados en los estados financieros preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, y el trimestre finalizado el 30 de junio de 2017 y de 2016.



Índice

Principales Resultados del 9M17	1
Principales Resultados del 3T17	2
1. Hechos Relevantes	4
1.1 Novedades en el Segmento de Generación de Energía	4
1.2 Transener: Respuesta al Recurso de Reconsideración de la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") Aplicable para el Período 2017 - 2021	5
1.3 Convocatoria a Audiencias Públicas	5
1.4 Reconocimiento de Inversiones a Edenor	6
1.5 Novedades en los Segmentos de Petróleo y Gas y de Refinación y Distribución	7
1.6 Reorganización Societaria	9
1.7 Modificaciones en el Directorio y Comisión Fiscalizadora de la Compañía	10
1.8 Operaciones de Deuda	10
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 3T17	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	23
3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica	25
3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros	26
3.7 Análisis del Período de Nueve Meses, por Subsidiaria	28
3.8 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria	29
4. Información sobre la Conferencia Telefónica	30



1. Hechos Relevantes

1.1 Novedades en el Segmento de Generación de Energía

1.1.1 Adjudicación del Proyecto de Cierre a Ciclo Combinado en Central Térmica Genelba ("CTGEBA")

Con fecha 18 de octubre de 2017, se publicó la Resolución N° 926-E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE"), por la cual en el marco de la convocatoria de proyectos para cierres a ciclo combinado y co-generación, el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") seleccionó los proyectos que suscribirán los Contratos de Demanda Mayorista ("PPA") con CAMMESA (la "Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.").

Entre los doce proyectos seleccionados que suman más de 1,8 GW de potencia adicional al sistema, se encuentra el cierre a ciclo combinado de Genelba Plus, el cual aportará una capacidad incremental de 383 MW sobre las instalaciones existentes en CTGEBA, de propiedad de la Compañía (el "Proyecto").

El Proyecto consiste en la instalación de una nueva turbina a gas, una turbina a vapor, y diversas obras sobre la actual turbina de gas de Genelba Plus, que en su conjunto completará el segundo ciclo combinado de CTGEBA, con una potencia bruta de 552 MW y una eficiencia del 52%. El presupuesto de inversión del proyecto está estimado en el orden de US\$360 millones y el consorcio de Siemens y Techint estará a cargo de la provisión de equipamiento, construcción y puesta en marcha del Proyecto en condición de llave en mano. El inicio de la operación comercial a ciclo abierto se prevé para el segundo trimestre de 2019 y a ciclo cerrado para el segundo trimestre de 2020. El PPA a suscribir es por el término de quince años, el cual remunerará un precio fijo de US\$20,5 mil por MW por mes y un precio variable de US\$6 por MWh.

Con dicha ampliación, CTGEBA, que está ubicada en Marcos Paz, provincia de Buenos Aires, contará con dos ciclos combinados y alcanzará una capacidad instalada total de 1,2 GW. Actualmente genera energía con un ciclo combinado de 674 MW y una turbina a gas de Genelba Plus de 169 MW, sobre la cual se realizará el Proyecto. Una vez que se habiliten todos los proyectos de expansión en curso, la capacidad instalada que Pampa Energía aportará al sistema nacional ascenderá a un total de 4,3 GW.

1.1.2 Habilitación Comercial de la Nueva Central Térmica Parque Pilar ("CTPP")

Con fecha 31 de agosto de 2017, CAMMESA otorgó la habilitación comercial de CTPP, en el marco del PPA suscripto entre CAMMESA y Pampa como adjudicataria de la Convocatoria Abierta a Interesados en Ofrecer Nueva Capacidad de Generación conforme la Resolución SEE N° 21/2016.

El proyecto consistió en la construcción de una nueva central térmica en el Parque Industrial Pilar (localizado en Pilar, 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 alternativamente, fuel oil. Cabe destacar que dicha habilitación comercial se logró con anterioridad al plazo comprometido en el PPA y por consiguiente, comenzó la vigencia de las obligaciones de suministro correspondientes.

1.1.3 Licitación Programa RenovAr 2

En el marco de la Resolución MEyM N° 275-E/2017, publicada en el Boletín Oficial ("BO") el 17 de agosto de 2017, se abrió la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "Programa RenovAr Ronda 2" para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") de energía eléctrica de fuentes renovables. La Convocatoria tiene por objeto la instalación de hasta 1,2 GW de potencia, que tomará en cuenta la fuente, la potencia, la tecnología y la región, con un precio máximo acorde a cada tecnología.



El 19 de octubre de 2017 se realizó la apertura de las ofertas técnicas, en la cual se presentaron 228 proyectos con una potencia total ofertada de 9,4 GW: 58 proyectos eólicos por 3,8 GW, 99 proyectos solares por 5,3 GW, entre otras tecnologías. La Compañía presentó los proyectos listados en la tabla.

La fecha estipulada para la adjudicación de ofertas es el 29 de noviembre de 2017.

Proyecto	MW	Provincia	Fecha estimada de habilitación
Eólico			
Las Armas	32	Buenos Aires	1T 2020
De La Bahía	49	Buenos Aires	3T 2019
Total	81		

1.1.4 Siniestro en CTGEB A

El 22 de septiembre de 2017 se produjo un siniestro en una de las dos turbinas de gas del ciclo combinado de CTGEB A. En consecuencia, la capacidad de generación del ciclo combinado se ha visto reducida en un 50%, operando a 337 MW de potencia. Asimismo, se realizaron las denuncias y notificaciones correspondientes a las compañías aseguradoras.

La Sociedad se encuentra trabajando en la falla junto al fabricante del generador, Siemens. Se estima que las tareas de reparación de la unidad culminarán antes de fin de año.

1.2 Transener: Respuesta al Recurso de Reconsideración de la RTI Aplicable para el Período 2017 – 2021

Con fecha 31 de octubre de 2017, Transener fue notificada de las Resoluciones N° 516/2017 y 517/2017 emitidas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), mediante las cuales dicho regulador hizo lugar parcialmente a los recursos de reconsideración presentados en abril de 2017 contra la RTI resultante de las Resoluciones ENRE N° 66/2017 y 73/2017 para Transener y Transba, respectivamente.

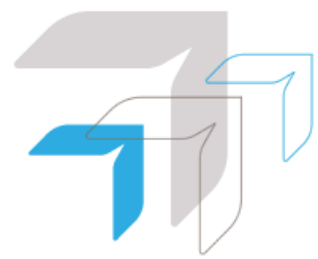
Las resoluciones notificadas establecen nuevos cuadros tarifarios para Transener y Transba, a aplicar en forma retroactiva al 1 de febrero de 2017, los cuales implican un aumento en la base de capital del 4% y en los ingresos regulatorios del 8%, en comparación con los montos otorgados en la RTI en febrero de 2017.

En relación al ajuste semestral por variación de costos según la RTI, Transener solicitó al ENRE un 11% aproximadamente de aumento retroactivo a agosto de 2017. A la emisión de este Informe de Resultados, el ENRE no ha emitido instrucción de aplicación del mismo.

1.3 Convocatoria a Audiencias Públicas

1.3.1 Nuevos Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST")

En el marco de la Resolución MEyM N° 400-E/2017 publicada en el BO el 23 de octubre de 2017, se convocó a audiencia pública el 15 de noviembre de 2017, a fin de considerar los nuevos precios del gas natural en el PIST y del gas propano destinados a la distribución de gas propano indiluido por redes, con vigencia prevista a partir del 1 de diciembre de 2017.



1.3.2 Transportadora de Gas del Sur ("TGS")

En el marco de la Resolución N° 62/2017, emitida por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") y publicada en el BO el 20 de octubre de 2017, se convocó a audiencia pública a fin de considerar la adecuación tarifaria transitoria de TGS, resultante del proceso de RTI implementado en abril de 2017.

La audiencia pública se llevará a cabo el 14 de noviembre de 2017 en la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, y de la misma surgirán los nuevos cuadros tarifarios que tendrán vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017.

1.3.3 Sector Eléctrico

Con fecha 25 de octubre de 2017, el MEyM emitió la Resolución N° 403-E/2017, mediante la cual el ENRE convocó a audiencia pública para el 17 de noviembre de 2017, con el objeto de considerar:

- (i) Nuevos precios de referencia de la potencia y energía en el MEM, correspondientes al período estacional de verano 2017-2018 (el "Precio Estacional"), alcanzando la cobertura de casi el 100% del costo monómico del MEM para diciembre de 2018;
- (ii) El plan de estímulo al ahorro de energía eléctrica;
- (iii) La tarifa social;
- (iv) La metodología de distribución de la electricidad; y
- (v) El costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión.

A continuación de dicha audiencia se realizará otra convocada por Resolución ENRE N° 526/2017, en la cual se informará el impacto que tendrán las medidas mencionadas en los puntos precedentes en las facturas de los usuarios de Edenor.

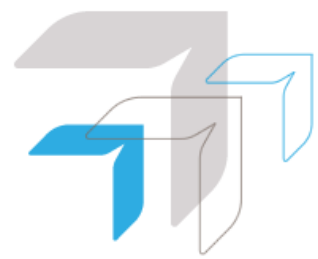
Con relación al punto (iv) precedente, mediante Nota ENRE N° 128.399 de fecha 31 de octubre de 2017, Edenor fue informada que el MEyM instruyó a dicho organismo de postergar para el 1 de diciembre de 2017 la aplicación del incremento tarifario del 18% sobre el Valor Agregado de Distribución ("VAD"), previsto en la RTI para el 1 de noviembre de 2017, debiendo reconocerse dicho incremento en términos reales, utilizando el mecanismo de actualización establecido en la Resolución ENRE N° 63/2017 de la RTI.

Asimismo, con relación al diferimiento de la implementación del mecanismo de monitoreo de variación de Costos Propios de Distribución ("CPD"), que según la RTI debió aplicarse a partir del mes de agosto 2017, se instruye que a los efectos de su reconocimiento en términos reales, deberá aplicarse 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 11,63%.

1.4 Reconocimiento de Inversiones a Edenor

Con fecha 4 de octubre de 2017, se publicó en el BO la Resolución SEE N° 840-E/2017, la cual reconoció a Edenor la suma de AR\$323 millones en concepto de obras ejecutadas con anterioridad a la finalización del Fideicomiso Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica ("FOCEDE"), implementado oportunamente para la administración de los fondos generados por aplicación de la Resolución del ENRE N° 347/2012.

Se estableció como condición para su implementación, el desistimiento de todo reclamo administrativo y/o judicial que se hubiese realizado y la renuncia a cualquier otro en el futuro contra el Estado Nacional, el MEyM, la SEE, el ENRE y/o CAMMESA por parte de Edenor, con relación al FOCEDE. En este sentido, el 9 de octubre de 2017 Edenor manifestó que no contaba con reclamos administrativos o



judiciales contra dichas instituciones por la causa indicada, considerando que no se encuentra alcanzado por dicho requerimiento el recurso directo interpuesto en el año 2015 contra la Resolución N° 356/2014 del ENRE que impusiera a Edenor una multa por no aplicar en tiempo oportuno los fondos remanentes del FOCEDE.

A la fecha del presente Informe, Edenor se encuentra efectuando las gestiones pertinentes para hacer efectivo el reconocimiento del crédito mencionado.

1.5 Novedades en los Segmentos de Petróleo y Gas y de Refinación y Distribución

1.5.1 Modificación al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales de la Cuenca Neuquina

Con fecha 2 de noviembre de 2017, se publicó en el BO la Resolución N° 419-E/2017 del MEyM que modifica las bases y condiciones promulgadas en la Resolución MEyM N° 46-E/2017, emitida en marzo de 2017.

La nueva resolución mide el promedio de la producción de gas no convencional mensual para el período julio de 2016 - junio de 2017 (la "Producción Inicial") y clasifica concesiones entre: (i) no desarrolladas ("Pilotos"), con Producción Inicial menor a 500.000 m³ por día; y (ii) en desarrollo, con Producción Inicial mayor o igual a 500.000 m³ por día.

Las concesiones no desarrolladas que soliciten el incentivo podrán obtener el precio mínimo asegurado para la totalidad de su producción, siempre y cuando tengan una producción media anual igual o superior a 500.000 m³ por día durante un período de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2019. Para las concesiones que soliciten el incentivo y se encuentren en desarrollo, sólo podrán hacerlo para la cantidad incremental a la Producción Inicial. El precio de referencia para calcular el incentivo será sobre el promedio ponderado del mercado argentino, informado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MEyM.

Asimismo, es condición para el mantenimiento en el programa que las áreas cumplan con el plan de inversiones informado a la autoridad provincial de aplicación, de lo contrario deberán devolver los montos recibidos, ajustados por tasa de interés del Banco de la Nación Argentina.

A la fecha del presente Informe, la Sociedad se encuentra analizando el impacto y su inclusión en el mencionado programa.

1.5.2 Suspensión del Acuerdo de Productores y Refinadores

Con fecha 22 de septiembre de 2017, el MEyM notificó a los firmantes del Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina ("Acuerdo de Productores y Refinadores"), mediante la Nota N° 21505927/2017, la suspensión del mismo a partir del 1 de octubre de 2017. En adelante, el precio interno del barril de crudo como materia prima de refinación y los precios en el surtidor serán determinados en función de las reglas del mercado doméstico.

El Acuerdo de Productores y Refinadores había establecido un sendero gradual de convergencia del precio interno del crudo, para alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017, como también un mecanismo de ajuste para los precios de productos refinados en el surtidor.

En consecuencia, con fecha 1 de octubre de 2017, la Compañía ha implementado aumentos en su canal de distribuidores en el orden del 11% en los precios de nafta súper y gas oil, y del 5% en los precios de nafta pódium y diésel pódium. Asimismo, con fecha 23 de octubre de 2017, la Compañía realizó



incrementos en su red de estaciones de servicio en el orden del 12% en el precio de nafta pódium, del 10% en los precios de nafta súper y diésel pódium, y del 9% en el precio de gas oil.

1.5.3 Modificación en el Precio del Bioetanol

Con fecha 31 de octubre de 2017, se publicó en el BO la Resolución MEyM N° 415-E/2017, a través de la cual se modifica el procedimiento para establecer el precio de adquisición del bioetanol elaborado en base a caña de azúcar y maíz para su mezcla en la nafta de uso automotor. Dicha modificación impacta en una disminución en los costos de compra de bioetanol, materia prima que se debe incorporar en un 12% en el volumen de las naftas de uso automotor comercializadas en territorio nacional.

Por ende, el 4 de noviembre de 2017 Pampa acompañó la medida de los principales jugadores del mercado, efectuando una reducción del 1,5% sobre los precios sugeridos de nafta en las estaciones de servicio, trasladando la reducción de los costos hacia los consumidores finales, exceptuando las provincias de Chubut y Santa Cruz.

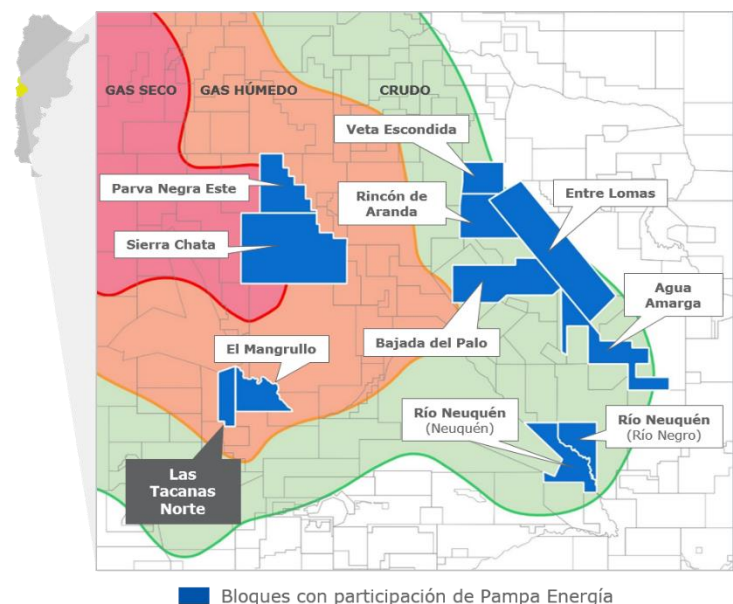
1.5.4 Finalización del Servicio de Petrolera Pampa en el Área Medanito - La Pampa

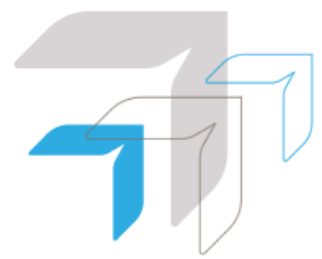
De acuerdo a lo previsto en la oferta realizada a Pampetrol, el 28 de octubre de 2017 finalizó la prestación del servicio de operaciones por el cual Petrolera Pampa realizaba trabajos de explotación de hidrocarburos en el área denominada 25 de Mayo – Medanito Sudeste, correspondiente a la provincia de La Pampa (“Medanito La Pampa”). Se cumplió con todas las obligaciones asumidas en la oferta, entregando en tiempo y forma las instalaciones, el área en operación, como también toda la documentación ambiental pertinente.

1.5.5 Licitación de Licencias de Exploración de Hidrocarburos en Áreas No Convencionales

En el marco del Concurso Público N° 1/2017 – Quinta Ronda, para la selección de empresas interesadas en la exploración, desarrollo y eventual explotación de áreas ubicadas en la Provincia del Neuquén y concesionadas a favor de Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“GyP”), con fecha 1 de noviembre de 2017 el directorio de GyP ha procedido a adjudicar a favor de la Compañía la oferta presentada por el área Las Tacanas Norte.

El bloque Las Tacanas Norte cuenta con una superficie de 120 km² y es lindante al área El Mangrullo que actualmente opera la Sociedad. La oferta aceptada consiste en la perforación de 8 pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta, y otros estudios exploratorios. El plazo de la licencia exploratoria es de 4 años (2018-2021). El bloque adjudicado se muestra en el mapa.





1.6 Reorganización Societaria

1.6.1 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 11 de agosto de 2017 a través de la Resolución del Directorio N° 347, el ENRE decidió por mayoría de votos denegar la solicitud de autorización de fusión presentada por CTLL. En tiempo y forma oportunos, CTLL ha recurrido dicha resolución ante la SEE, por considerar que no se ajusta a derecho.

A la fecha de emisión del presente Informe de Resultados, la SEE no se ha expedido al respecto. En el caso de no contar con las aprobaciones requeridas, la Compañía deberá retrotraer los efectos de la fusión.

1.6.2 Nuevo Proceso de Reorganización

Con fecha 22 de septiembre de 2017, la Compañía ha resuelto incluir en el proceso de reorganización societaria, previamente anunciado el 23 de agosto de 2017, a la sociedad Petrolera Pampa S.A. ("Petrolera Pampa").

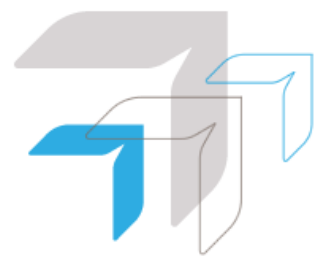
En consecuencia, sujeto a las aprobaciones societarias y regulatorias correspondientes, Pampa, en su calidad de sociedad absorbente, estará incorporando por fusión por absorción a las siguientes sociedades del grupo económico (las "Sociedades Absorbidas", en paréntesis la participación directa e indirecta de Pampa Energía):

- Petrolera Pampa (49,5%);
- Central Térmica Güemes S.A. ("CTG", 90,4%);
- CTLL (100%);
- EG3 Red S.A. (100%);
- Bodega Loma la Lata S.A. (100%);
- Inversora Diamante S.A. (91,6%);
- Inversora Nihuiles S.A. (90,3%);
- Inversora Piedra Buena S.A. (100%);
- Pampa Participaciones II S.A. (100%); y
- Transelec Argentina S.A (100%)

La fecha efectiva de dicha reorganización sería a partir del 1 de octubre de 2017, todo ello sujeto a las correspondientes aprobaciones societarias, regulatorias y a la correspondiente inscripción de la fusión y de la disolución sin liquidación de las Sociedades Absorbidas en el Registro Público.

Asimismo, dado que las acciones de Petrolera Pampa y de Pampa se encuentran sujetas al régimen de oferta pública y listadas en Bolsas y Mercados Argentinos ("ByMA"), los directorios de dichas sociedades han resuelto proponer a las respectivas asambleas de accionistas una relación de canje basada en el promedio ponderado por volumen de cotización de las acciones 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, resultando en consecuencia en una relación de canje equivalente a 2,2699 acciones ordinarias escriturales de Pampa de valor nominal AR\$1 y con derecho a un voto por acción, por cada acción ordinaria escritural de Petrolera Pampa de valor nominal AR\$1 y con derecho a un voto por acción.

De esta manera, el grupo económico liderado por la Compañía cerraría un proceso de consolidación de sociedades que se inició con la fusión por absorción de Petrobras Argentina S.A., continuó con otras reorganizaciones intra grupo y finaliza con la fusión aquí informada.



1.7 Modificaciones en el Directorio y Comisión Fiscalizadora de la Compañía

Con fecha 31 de octubre de 2017, el Directorio de la Sociedad recibió las renunciaciones presentadas por:

- El Sr. Diego Salaverri a su cargo de director titular y director ejecutivo de asuntos legales, desde el 31 de octubre de 2017;
- La Sra. Clarisa Lifsic a su cargo de directora titular de carácter independiente y miembro del Comité de Auditoría, desde el 31 de octubre de 2017;
- El Sr. Javier Campos Malbrán a su cargo de director titular de carácter independiente, desde el 1 de diciembre de 2017; y
- El Sr. Damián Burgio a su cargo de síndico suplente, desde el 31 de octubre de 2017.

1.8 Operaciones de Deuda

1.8.1 Préstamo Otorgado para el Financiamiento del Proyecto Eólico Corti ("PE Corti")

Con el objetivo de diversificar y optimizar las fuentes de financiamiento, nuestra afiliada de generación Greenwind S.A. suscribió como prestataria una facilidad de crédito por US\$104 millones con la Corporación Interamericana de Inversiones ("IIC"), institución financiera multilateral del Banco Interamericano de Desarrollo ("IDB"). Los bancos Santander e Industrial and Commercial Bank of China Limited Dubai Branch ("ICBC") actuaron como participantes del crédito.

Dicha facilidad de crédito representa un hito importante para Pampa pues es el primer préstamo otorgado por una institución multilateral a un proyecto adjudicado en las licitaciones de RenovAR. Asimismo, comprende un esquema amortizable en 9 años, una duración sin precedentes en Argentina para este tipo de transacciones, y se encuentra avalado con una garantía corporativa otorgada por Pampa.

Los fondos netos provenientes de dicha facilidad serán destinados a la construcción, operación y mantenimiento del PE Corti en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, cuyo desarrollo consiste en la instalación de molinos eólicos Vestas por 100 MW de potencia, siendo la fecha prevista de entrada en servicio durante el segundo trimestre de 2018. El PE Corti contribuye a incrementar y diversificar la matriz energética argentina, como también a la provisión de energía limpia evitando la emisión de aproximadamente 213 mil toneladas de CO₂ por año durante la vida del parque.

1.8.2 Rescate de Obligaciones Negociables ("ONs") de CTG

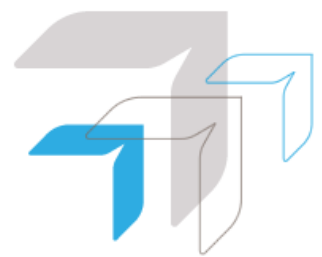
Con fecha 11 de septiembre de 2017, CTG rescató el total en circulación de la ON Clase VIII US\$-link a tasa fija del 7% con vencimiento en 2020, por un valor nominal original de US\$1,4 millones más intereses devengados hasta la fecha del rescate.

1.8.3 Préstamo Otorgado a Edenor

Con fecha 11 de octubre de 2017, Edenor recibió un préstamo del ICBC por US\$50 millones y con un plazo de 36 meses, destinado a la financiación del plan de inversiones y capital de trabajo de Edenor.

1.8.4 Suba de Calificación en ONs del Grupo Pampa

A fines de agosto de 2017, la agencia de calificación de riesgo Standard & Poor's Global Ratings ("S&P") subió las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por Transener. En la escala global subió de "CCC+" a "B" y en la escala nacional de "raBB+" con tendencia positiva a "raA+" con tendencia estable,



fundamentado principalmente por un entorno regulatorio favorable generado a partir de la implementación de la RTI, permitiendo mejorar la predictibilidad en la generación de fondos en el corto y mediano plazo.

Asimismo, bajo el mismo motivo que Transener, a mediados de septiembre de 2017, S&P subió las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por Edenor a escala global de "CCC+" a "B-" y a escala nacional de "raBB+" con tendencia positiva a "raBBB" con tendencia estable.

Finalmente, como consecuencia de la suba de las calificaciones de la deuda soberana de Argentina de "B" a "B+" en escala global y de "raA+" a "raAA" en escala nacional a fines de octubre de 2017, S&P subió las calificaciones de Pampa y TGS. En el caso de Pampa, la suba correspondió de "B" a "B+" en escala global; mientras que, en el caso de TGS, fue de "B" a "B+" en escala global y de "raA+" con tendencia estable a "raAA" con tendencia estable en escala nacional.

1.8.5 Préstamos Otorgados a Pampa Energía

En octubre de 2017 Pampa suscribió préstamos bancarios con entidades financieras locales por un monto total de AR\$2.270 millones con vencimiento final en agosto de 2018 y octubre de 2019 y que devengan interés a una tasa fija promedio ponderada del 22%. Adicionalmente, suscribió pre-financiaci3nes a las exportaciones con entidades financieras locales por un monto de US\$68 millones con vencimientos en agosto, octubre y diciembre de 2018 y que devengan un interés a una tasa fija promedio del 2,8%.



2. Indicadores Financieros Relevantes

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

	Al 30.09.17	Al 31.12.16		Al 30.09.17	Al 31.12.16
ACTIVO			PATRIMONIO		
Participaciones en negocios conjuntos	4.692	3.699	Capital social	1.935	1.938
Participaciones en asociadas	825	787	Prima de emisión y otras	4.842	4.828
Propiedades, planta y equipo	47.102	41.090	Acciones propias en cartera	3	-
Activos intangibles	1.909	2.014	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	1	62	Otras reservas	134	135
Activos por impuesto diferido	1.636	1.232	Resultados no asignados	1.731	(11)
Créditos por ventas y otros créditos	5.407	4.469	Otro resultado integral	292	70
Total del activo no corriente	61.724	54.108	Patrimonio atribuible a los propietarios	14.311	11.054
Otros activos	-	1	Participación no controladora	3.987	3.020
Inventarios	4.154	3.360	Total del patrimonio	18.298	14.074
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	11.864	4.188	PASIVO		
Inversiones a costo amortizado	214	23	Deudas comerciales y otras deudas	5.675	5.336
Instrumentos financieros derivados	4	13	Préstamos	33.053	15.286
Créditos por ventas y otros créditos	16.136	14.144	Ingresos diferidos	195	200
Efectivo y equivalentes de efectivo	462	1.421	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	106	94
Total del activo corriente	32.834	23.150	Planes de beneficios definidos	1.030	921
Activos no corrientes mantenidos para la venta	32	19	Pasivo por impuesto diferido	3.685	3.796
Total del activo	94.590	77.277	Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	821	934
			Cargas fiscales	444	306
			Provisiones	5.377	6.267
			Total del pasivo no corriente	50.386	33.140
			Deudas comerciales y otras deudas	14.921	12.867
			Préstamos	4.962	10.686
			Ingresos diferidos	3	1
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.814	1.745
			Planes de beneficios definidos	113	112
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	890	1.454
			Cargas fiscales	2.395	2.392
			Provisiones	808	806
			Total del pasivo corriente	25.906	30.063
			Total del pasivo	76.292	63.203
			Total del pasivo y del patrimonio	94.590	77.277



2.2 Estado de Resultados Consolidado (AR\$ Millones)

	9 Meses		3er Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Ingresos por ventas	48.158	18.280	17.357	9.897
Costo de ventas	(33.954)	(15.490)	(11.972)	(8.179)
Resultado bruto	14.204	2.790	5.385	1.718
Gastos de comercialización	(3.610)	(1.702)	(1.179)	(851)
Gastos de administración	(3.611)	(2.379)	(1.246)	(1.448)
Gastos de exploración	(51)	(76)	(28)	(76)
Otros ingresos operativos	2.955	2.526	871	1.187
Otros egresos operativos	(2.463)	(1.117)	(826)	(719)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	820	(194)	263	(121)
Resultado por participaciones en asociadas	45	2	34	5
Resultado por venta de participaciones en subsidiarias e instrumentos financieros	-	480	-	480
Resultado operativo	8.289	330	3.274	175
Ingresos financieros	1.047	483	365	228
Gastos financieros	(3.692)	(3.039)	(1.273)	(1.619)
Otros resultados financieros	(1.325)	157	(534)	(78)
Resultados financieros, neto	(3.970)	(2.399)	(1.442)	(1.469)
Resultado antes de impuestos	4.319	(2.069)	1.832	(1.294)
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	(349)	525	(208)	176
Resultado del período	3.970	(1.544)	1.624	(1.118)
Atribuible a:				
Propietarios de la Sociedad	3.094	(993)	1.284	(932)
Participación no controladora	876	(551)	340	(186)
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad				
Resultado por acción básica y diluida	1,5981	(0,5855)	0,6624	(0,5495)



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

Caja ⁽¹⁾ (al 30 de septiembre de 2017)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria	Deuda Financiera (al 30 de septiembre de 2017)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación de energía	1.452	1.254	Generación de energía ⁽²⁾	3.085	3.085
Distribución de energía	1.866	962	Distribución de energía	3.155	1.626
Refinación y distribución	332	331	Refinación y distribución	-	-
Petroquímica	-	-	Petroquímica	-	-
Holding y otros	7.657	7.657	Holding y otros	25.972	25.972
Petróleo y gas	1.233	720	Petróleo y gas	2.615	1.295
Total	12.540	10.925	Total	34.827	31.978

Nota: (1) Incluye caja y bancos e inversiones corrientes. (2) No incluye deuda regulatoria con CAMMESA por AR\$3.189 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%
CTLL	ON Clase 4 US\$-Link ²	2020	34	34	6,25%
TGS ¹	ON par a tasa fija	2020	192	192	9,625%
Pampa Energía	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	500	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	750	7,5%
En AR\$					
CTLL	ON Clase A	2018	282	282	Badlar Privada
	ON Clase E	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. Análisis de los Resultados del Trimestre 3T17

Ventas netas consolidadas por AR\$17.357 millones, comparado a los AR\$9.897 millones del 3T16, explicado por aumentos de AR\$1.339 millones en generación de energía, AR\$3.047 millones en distribución de energía, AR\$1.157 millones en petróleo y gas, AR\$1.379 millones en refinación y distribución, AR\$998 millones en petroquímica y AR\$88 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones de AR\$548 millones por ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 3.724 GWh de energía** desde 10 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.583 GWh de electricidad** a 2,9 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 70,6 kboe/d de hidrocarburos:** 8,1 millones m³/día de gas y 22,7 kboe/d de crudo y líquidos
- ⇒ **Ventas de 447 mil m³ de productos refinados y 124 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de AR\$5.090 millones, comparado a AR\$1.464 millones del 3T16, explicado por incrementos de AR\$998 millones en generación de energía, AR\$1.406 millones en distribución de energía, AR\$647 millones en petróleo y gas, AR\$223 millones en refinación y distribución, AR\$8 millones en petroquímica y AR\$390 millones en el segmento de holding y otros, parcialmente compensados por reducciones de AR\$46 millones en eliminaciones intersegmento.

Ganancia consolidada de AR\$1.624 millones, de los cuales AR\$1.284 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, superior a la pérdida de AR\$932 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía registrada en 3T16, explicado por las mayores ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación de energía (AR\$779 millones), distribución de energía (AR\$578 millones), petróleo y gas (AR\$179 millones), refinación y distribución (AR\$225 millones) y en el segmento de holding y otros (AR\$633 millones), parcialmente compensadas por pérdidas en petroquímica (AR\$133 millones) y eliminaciones intersegmento (AR\$45 millones).

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones	9M17	9M16	3T17	3T16
Resultado operativo consolidado	8.289	330	3.274	175
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	3.963	1.796	1.433	1.201
EBITDA consolidado bajo NIIF	12.252	2.126	4.707	1.376
Ajustes del segmento de generación	(172)	(10)	2	(3)
Eliminación de ganancias por moratorias	(174)	-	-	-
Otros	2	(10)	2	(3)
Ajustes del segmento de distribución	(254)	1.003	26	97
Ajustes por penalidades retroactivas	(333)	912	-	70
Cargos por mora	79	91	26	27
Ajustes del segmento de petróleo y gas	70	(85)	38	(96)
Resultado por venta de propiedad, planta y equipos	-	(358)	-	(358)
Cese de operaciones en Medanito (La Pampa)	-	213	-	213
Desvalorización de pozos	27	56	22	45
Eliminación de resultado por participaciones en asociadas	(28)	(4)	(17)	(4)
EBITDA de OidelVal ajustado por tenencia	71	8	33	8
Ajustes del segmento de refino y distribución	19	8	1	8
Eliminación de resultado por participaciones en asociadas	(17)	(1)	(17)	(1)
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	36	9	18	9
Ajustes del segmento de petroquímica	262	-	115	-
Contingencias de Ex Petrobras Argentina	262	-	115	-
Ajustes del segmento de holding y otros	634	210	201	82
Eliminación de ganancias por moratorias	(128)	-	-	-
Gastos relacionados con la adquisición de Petrobras Argentina	-	418	-	392
Resultado por venta de participaciones en subsidiarias	-	(480)	-	(480)
Eliminación de resultado por participaciones en asociadas/negocios conjuntos	(824)	197	(265)	121
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	891	34	271	34
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	670	53	195	15
Otros	25	(12)	-	-
EBITDA ajustado consolidado	12.811	3.252	5.090	1.464



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	6.775	2.962	+128,7%	2.760	1.421	+94,2%
Costo de ventas	(3.732)	(1.601)	+133,1%	(1.343)	(884)	+51,9%
Resultado bruto	3.043	1.361	+123,6%	1.417	537	+163,9%
Gastos de comercialización	(63)	(37)	+70,3%	(27)	(21)	+28,6%
Gastos de administración	(267)	(323)	-17,3%	(97)	(128)	-24,2%
Otros ingresos operativos	374	30	NA	37	9	NA
Otros egresos operativos	(156)	(66)	+136,4%	(26)	(22)	+18,2%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(4)	-	NA	(2)	-	NA
Resultado operativo	2.927	965	+203,3%	1.302	375	+247,2%
Ingresos financieros	612	354	+72,9%	216	167	+29,3%
Gastos financieros	(723)	(549)	+31,7%	(283)	(252)	+12,3%
Otros resultados financieros	54	175	-69,1%	69	41	+68,3%
Resultado antes de impuestos	2.870	945	+203,7%	1.304	331	+294,0%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	57	(255)	NA	(255)	(82)	+211,0%
Resultado del período	2.927	690	NA	1.049	249	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	2.805	606	NA	1.004	225	NA
Participación no controladora	122	84	+45,2%	45	24	+87,5%
EBITDA ajustado	3.309	1.164	+184,3%	1.493	495	+201,3%
Altas de propiedades, planta y equipo	4.728	1.322	+257,6%	1.108	655	+69,2%
Depreciaciones y amortizaciones	554	209	+165,1%	189	123	+53,7%

En el 3T17, el margen bruto de generación de energía fue de AR\$1.417 millones, 164% mayor con respecto al mismo período del 2016, principalmente debido a la actualización del esquema remunerativo sobre la capacidad base, a raíz de la aplicación de la Resolución SEE N° 19E/2017. Mediante dicha resolución, a partir de febrero de 2017 se remuneró 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 3T17 la capacidad base facturó bajo el nuevo esquema con remuneración base (siendo para las térmicas sujetas a la DIGO y la disponibilidad real de cada mes), mientras que en el 3T16, el esquema remunerativo para la capacidad base estaba denominado en AR\$ y bajo un esquema de precios menor 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 capacidad base, y por la entrada en vigencia de nuevos contratos en CTLL para las unidades TG04 y TG05, y en CTPP⁴.

El aumento de margen bruto también se explica por la inclusión del trimestre completo de Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú ("HPPL"), CTGEBa y la Central de co-generación EcoEnergía ("EcoEnergía"), que contribuyó ventas en el 3T17 por 1.776 GWh sobre el total de 4.108 GWh vendidos. Dichas tres centrales generaron más en comparación con el mismo período de 2016, principalmente debido a mayor caudal hídrico en HPPL (+113 GWh), parcialmente compensado por menor despacho debido a un mantenimiento programado durante septiembre de 2017 en la turbina Genelba Plus (-26 GWh).

⁴ Para mayor información, ver el punto 1.1.2 de este Informe de Resultados.



En términos operativos, la generación de energía del 3T17 de Pampa aumentó 9% con respecto al 3T16, principalmente explicado por la incorporación de los activos de la ex Petrobras Argentina a trimestre completo y mejora en performance detallado en el párrafo anterior (+599 GWh), mayor generación en CTG (+164 GWh) debido a mayor disponibilidad de gas natural en la zona, y a las habilitaciones comerciales de la turbina a gas TG05 en CTLL (+31 GWh) y de CTPP (+63 GWh). Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por menor generación en CPB producto de menor despacho (-470 GWh) y por el menor caudal de aporte y riego en HINISA e HIDISA (-97 GWh).

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Térmicas							Total
	HINISA	HIDISA	HPPL ¹	CTLL ²	CTG ³	CTP	CPB	CTPP ⁴	CTGEB ¹	Eco-Energía ¹	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	750	361	30	620	100	843	14	3.656
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	349	100	30	-	100	169	14	762
Participación de mercado	0,7%	1,1%	0,8%	2,1%	1,0%	0,1%	1,7%	0,3%	2,3%	0,04%	10,1%
9 Meses											
Generación 9M17 (GWh)	476	332	444	3.247	1.410	124	1.302	63	4.024	73	11.494
Participación de mercado	0,5%	0,3%	0,4%	3,2%	1,4%	0,1%	1,3%	0,1%	3,9%	0,1%	11,2%
Ventas 9M17 (GWh)	476	332	444	3.247	1.848	124	1.302	63	4.578	75	12.488
Generación 9M16 (GWh)	462	388	57	2.807	1.191	112	1.721	-	908	16	7.662
Variación de generación 9M17 - 9M16	+3,1%	-14,5%	+675,2%	+15,6%	+18,4%	+10,3%	-24,3%	na	+343,4%	+345,4%	+50,0%
Ventas 9M16 (GWh)	462	388	57	2.807	1.572	112	1.722	-	1.021	17	8.158
Precio Prom. 9M17 (US\$/MWh)	25,5	33,8	24,9	33,4	29,8	49,4	26,3	58,3	34,1	68,4	32,3
Precio Prom. 9M16 (US\$/MWh)	18,9	17,5	28,0	26,2	30,4	53,5	13,8	na	33,1	66,7	24,9
Margen Bruto Prom. 9M17 (US\$/MWh)	12,1	16,4	13,9	29,7	14,0	na	10,4	49,1	13,6	19,6	17,8
Margen Bruto Prom. 9M16 (US\$/MWh)	9,2	4,2	14,2	22,9	14,4	na	3,3	na	6,0	23,6	13,2
Tercer Trimestre											
Generación 3T17 (GWh)	87	71	199	1.134	492	36	260	63	1.352	29	3.724
Participación de mercado	0,3%	0,2%	0,6%	3,3%	1,4%	0,1%	0,8%	0,2%	3,9%	0,1%	10,9%
Ventas 3T17 (GWh)	87	71	199	1.134	680	36	260	63	1.548	29	4.108
Generación 3T16 (GWh)	134	122	57	1.103	329	30	731	-	908	16	3.428
Variación de generación 3T17 vs. 3T16	-35,2%	-41,4%	+247,8%	+2,8%	+49,8%	+21,2%	-64,4%	na	+49,0%	+75,0%	+8,6%
Ventas 3T16 (GWh)	134	122	57	1.103	450	30	731	-	1.021	17	3.663
Precio Prom. 3T17 (US\$/MWh)	45,9	52,0	21,5	43,6	28,5	55,4	50,4	54,8	34,6	64,6	37,7
Precio Prom. 3T16 (US\$/MWh)	20,5	21,8	27,2	24,4	32,9	63,6	14,3	na	32,2	65,0	25,9
Margen Bruto Prom. 3T17 (US\$/MWh)	20,4	22,9	13,2	38,8	13,7	na	22,6	46,2	15,4	19,9	22,6
Margen Bruto Prom. 3T16 (US\$/MWh)	8,1	6,5	13,8	21,1	12,8	na	7,6	na	5,9	23,0	12,0

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M17 - 16,26; 9M16 - 14,56; 3T17 - 17,29; 3T16 - 14,95. (1) Los volúmenes de HPPL, CTGEB¹ 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.

Los aumentos en el margen bruto fueron parcialmente compensados por mayores costos laborales, mayores costos de compra de energía para cubrir contratos, devaluación del tipo de cambio nominal y mayores depreciaciones por activación de unidades, mantenimientos programados y el *Purchase Price Allocation* por la compra de los activos de la ex Petrobras Argentina.

Los costos netos operativos aumentaron 39% con respecto al 3T16, principalmente debido a mayores costos laborales y a la inclusión de las centrales HPPL, CTGEB¹ y EcoEnergía por trimestre completo.

Los resultados financieros netos tuvieron una variación positiva por AR\$46 millones con respecto al 3T16, registrando una ganancia en el 3T17 de AR\$2 millones, principalmente debido a mayor ganancia por tenencia de instrumentos financieros y reconocimiento de intereses netos a las acreencias con CAMMESA originadas por las centrales de la ex Petrobras Argentina. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor ganancia en diferencia de cambio neta y mayores pérdidas por intereses de pasivos financieros y mutuos de CAMMESA.



El EBITDA ajustado aumentó un 201% con respecto al 3T16 a AR\$1.493 millones, principalmente por la mejor remuneración de la capacidad base, devaluación del AR\$, inclusión del trimestre completo de las centrales de la ex Petrobras Argentina, sumado a las entradas de los contratos en CTLL y CTPP, y reconocimiento de mayor precio al gas cedido, parcialmente compensados por mayores costos laborales y compra de energía.

A continuación, se expone un resumen del estado de los proyectos de expansión comprometidos, entre los cuales se agrega el proyecto de CTGEBa por 383 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	1T 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	4T 2017
Cierre Genelba Plus	383	Siemens	Contrato en US\$ por 15 años	20.500	6	34	350	TG: 2T 2019 / CC: 2T 2020
Renovable								
Pampa Eólico I (Corti) ²	100	Vestas	Contrato en US\$ por 20 años	na	na	58	135	2T 2018
Total	803						786	

Nota: (1) Montos sin IVA. (2) 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)	9 Meses			3er Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	17.576	9.117	+92,8%	6.457	3.410	+89,4%
Costo de ventas	(12.720)	(9.351)	+36,0%	(4.638)	(3.405)	+36,2%
Resultado bruto	4.856	(234)	NA	1.819	5	NA
Gastos de comercialización	(1.460)	(1.101)	+32,6%	(441)	(339)	+30,1%
Gastos de administración	(1.009)	(819)	+23,2%	(379)	(324)	+17,0%
Otros ingresos operativos	70	558	-87,5%	29	12	+141,7%
Otros egresos operativos	(612)	(357)	+71,4%	(299)	(82)	+264,6%
Resultado operativo	1.845	(1.953)	NA	729	(728)	NA
Ingresos financieros	182	140	+30,0%	64	49	+30,6%
Gastos financieros	(1.152)	(1.233)	-6,6%	(380)	(449)	-15,4%
Otros resultados financieros	71	(288)	NA	(13)	23	NA
Resultado antes de impuestos	946	(3.334)	NA	400	(1.105)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(256)	1.078	NA	(100)	368	NA
Resultado del período	690	(2.256)	NA	300	(737)	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	370	(1.363)	NA	159	(419)	NA
Participación no controladora	320	(893)	NA	141	(318)	NA
EBITDA ajustado	1.911	(683)	NA	869	(537)	NA
Altas de propiedades, planta y equipo	2.873	2.009	+43,0%	1.137	669	+70,0%
Depreciaciones y amortizaciones	320	267	+19,9%	114	94	+21,3%



En el 3T17 las ventas netas aumentaron en AR\$3.047 millones con respecto al 3T16, principalmente debido a la implementación desde febrero 2017 de la primera cuota del 42% de los nuevos cuadros tarifarios de la RTI y la medida cautelar que afectó negativamente las ventas en el 3T16. Adicionalmente, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 2%.

Al 30 de septiembre de 2017, el monto generado por la aplicación gradual del incremento tarifario asciende a AR\$4.197 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 1º de febrero de 2018 y se incorporará al VAD resultante a esa fecha.

El incremento en ventas fue parcialmente compensado por la no registración del FOCEDE, como consecuencia de la implementación de la RTI, pues en el 3T16 se registraron AR\$172 millones bajo este concepto. Asimismo, se registraron menores ventas de electricidad en el 3T17, disminuyendo en un 3% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2016, principalmente explicado por el aumento tarifario y un invierno menos frío.

Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2017			2016			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
9 Meses								
Residencial	7.138	43%	2.553.412	7.621	45%	2.489.695	-6,3%	+2,6%
Comercial	2.656	16%	362.796	2.765	16%	359.845	-3,9%	+0,8%
Industrias	2.765	17%	6.859	2.770	16%	6.823	-0,2%	+0,5%
Sistema de Peaje	2.960	18%	708	3.011	18%	713	-1,7%	-0,7%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	551	3%	21	544	3%	21	+1,3%	-
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	371	2%	419	404	2%	407	-8,1%	+2,9%
Total	16.440	100%	2.924.215	17.114	100%	2.857.504	-3,9%	+2,3%
Tercer Trimestre								
Residencial	2.464	44%	2.553.412	2.631	46%	2.489.695	-6,4%	+2,6%
Comercial	875	16%	362.796	896	16%	359.845	-2,4%	+0,8%
Industrias	912	16%	6.859	898	16%	6.823	+1,5%	+0,5%
Sistema de Peaje	987	18%	708	959	17%	713	+2,9%	-0,7%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	197	4%	21	194	3%	21	+2,0%	-
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	148	3%	419	151	3%	407	-2,1%	+2,9%
Total	5.583	100%	2.924.215	5.729	100%	2.857.504	-2,6%	+2,3%

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron en un 7% con respecto al 3T16, 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, parcialmente compensados por un menor cargo por sanciones del ENRE debido al cambio en el criterio de valuación. Las compras de energía aumentaron 72% con respecto al 3T16, debido al incremento del precio estacional por la quita gradual de subsidios, parcialmente compensado por una disminución de la tasa de pérdidas de energía, la cual ascendió a 18,4% de la energía demandada en el 3T17 en comparación a los 18,9% alcanzados en el 3T16.

El resultado operativo aumentó en AR\$1.457 millones con respecto al 3T16, principalmente debido a la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios de la RTI y al menor cargo por sanciones, parcialmente compensados por los mayores gastos operativos.

En el 3T17, las pérdidas por resultados financieros netos disminuyeron en AR\$48 millones a una pérdida de AR\$329 millones, principalmente debido a mayor ganancia por tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensado por 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.

El EBITDA ajustado en el 3T17 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de AR\$869 millones, el cual considera los ingresos provenientes de cargos por mora cobrados a nuestros clientes de AR\$26 millones. En el 3T16 el EBITDA ajustado ascendió a una pérdida de AR\$537 millones e incluía AR\$27 millones en concepto de cargos por mora y una reclasificación de intereses financieros sobre el saldo de penalidades sancionadas de AR\$70 millones.

3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	11.959	4.148	+188,3%	4.175	3.018	+38,3%
Costo de ventas	(8.113)	(2.956)	+174,5%	(2.816)	(2.276)	+23,7%
Resultado bruto	3.846	1.192	+222,7%	1.359	742	+83,2%
Gastos de comercialización	(476)	(217)	+119,4%	(148)	(144)	+2,8%
Gastos de administración	(810)	(368)	+120,1%	(286)	(243)	+17,7%
Gastos de exploración	(51)	(76)	-32,9%	(28)	(76)	-63,2%
Otros ingresos operativos	2.050	1.881	+9,0%	739	1.129	-34,5%
Otros egresos operativos	(610)	(460)	+32,6%	(229)	(394)	-41,9%
Resultado por participaciones en asociadas	28	4	NA	17	4	NA
Resultado operativo	3.977	1.956	+103,3%	1.424	1.018	+39,9%
Ingresos financieros	97	39	+148,7%	26	39	-33,3%
Gastos financieros	(241)	(574)	-58,0%	(30)	(203)	-85,2%
Otros resultados financieros	(335)	(75)	NA	(185)	35	NA
Resultado antes de impuestos	3.498	1.346	+159,9%	1.235	889	+38,9%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(550)	(241)	+128,2%	(165)	(82)	+101,2%
Resultado del período	2.948	1.105	+166,8%	1.070	807	+32,6%
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	2.514	885	+184,1%	916	737	+24,3%
Participación no controladora	434	220	+97,3%	154	70	+120,0%
EBITDA ajustado	6.834	3.125	+118,7%	2.488	1.841	+35,2%
Altas de propiedades, planta y equipo	2.753	1.542	+78,5%	1.137	860	+32,2%
Depreciaciones y amortizaciones	2.787	1.254	+122,2%	1.026	919	+11,6%

En el 3T17 el margen bruto de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó en AR\$617 millones con respecto al 3T16, principalmente debido a la inclusión completa del 3T17 en comparación con sólo dos meses en el 3T16 de los activos de la ex Petrobras Argentina, sumado 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 gas, crudo y líquidos, producto de las desinversiones de ciertos activos de la ex Petrobras Argentina en octubre de 2016, mayores costos de depreciación de activos fijos, producción y transporte de gas y regalías por inflación en AR\$, sumado al efecto de variación del tipo de cambio de los costos denominados en US\$.

La producción total del segmento de Pampa en el 3T17 disminuyó 14,6 kboe/día con respecto al 3T16, principalmente debido a las desinversiones desde octubre 2016 en Aguada de la Arena, Colpa y Caranda y parcialmente en Río Neuquén (-12,8 kboe/día), sumado al fin de concesión del área Medanito La Pampa a fines de octubre de 2016 (-5,6 kboe/día). Dichas disminuciones fueron parcialmente compensadas



por el contrato de operación entre Petrolera Pampa y Pampetrol por Medanito La Pampa (+3,4 kboe/día)⁵ y una mayor producción de gas en El Mangrullo y Sierra Chata (+2,3 kboe/día).

En términos de comparación operativa, la producción de gas de los activos de la ex Petrobras Argentina incluyendo PELS A en el 3T17 fue 23% inferior con respecto al mismo período en 2016, principalmente debido a las desinversiones mencionadas, totalizando 5,3 millones de m³/día en el 3T17 y 6,9 millones de m³/día en el período comparativo (en 3T16 incluye 0,3 millones de m³/día del exterior). Adicionalmente, la producción de petróleo y líquidos se contrajo a 20,5 kboe/día, en comparación a 28,7 kboe/día en 3T16 (incluye producción del exterior 1,1 kboe/día y 2,3 kboe/día en el 3T17 y 3T16, respectivamente), principalmente debido al cese de operaciones en Medanito La Pampa a fines de octubre de 2016, menor producción de crudo producto de menores precios domésticos en US\$ y AR\$, y menor producción en Venezuela. Asimismo, la producción de Petrolera Pampa fue de 2,8 millones de m³/día de gas en el 3T17, ligeramente menor a los 2,9 millones de m³/día de gas en el 3T16, mientras que en crudo aumentó de 0,3 kb/día en el 3T16 a 3,3 kb/día en el 3T17, principalmente por el servicio prestado en Medanito La Pampa.

Al 30 de septiembre de 2017, en Argentina nuestros pozos productivos totalizaron 1.957, en comparación a los 1.924 al 31 de diciembre de 2016.

⁵ Para mayor información, ver el punto 1.5.4 de este Informe de Resultados.



Producción de Petróleo y Gas	Petróleo				Gas				LPG	Total
	Petrolera Pampa	Pampa	PELSA	Total	Petrolera Pampa	Pampa	PELSA	Total	Total	
9 Meses										
Volumen 9M17										
En miles de m3/día	0,6	1,9	1,1	3,5	2.955	4.380	723	8.058	0,1	
En miles de boe/día	3,5	12,0	6,8	22,3	17,4	25,8	4,3	47,4	0,7	70,4
En millones de pie cúbicos/día					104	155	26	285		
Precio Promedio 9M17										
En US\$/bbl	55,6	51,1	56,8	53,6						
En US\$/MBTU					7,4	5,4	5,8	6,2		
En US\$/ton									318,2	
Volumen 9M16										
En miles de m3/día	0,0	2,8	1,2	4,1	2.652	5.877	722	9.250	0,1	
En miles de boe/día	0,3	17,7	7,7	25,7	15,6	34,6	4,2	54,4	0,8	80,9
En millones de pie cúbicos/día					94	208	25	327		
Variación Volumen 9M17 - 9M16	na	-32,2%	-12,6%	-13,3%	+11,5%	-25,5%	+0,2%	-12,9%	-7,2%	-13,0%
Precio Promedio 9M16										
En US\$/bbl	64,9	59,8	65,9	61,8						
En US\$/MBTU					7,3	5,2	5,6	6,6		
En US\$/ton									187,9	
Variación Precios 9M17 - 9M16	-14,4%	-14,5%	-13,7%	-13,3%	+0,6%	+4,4%	+4,1%	-6,1%	+69,3%	
Tercer Trimestre										
Volumen 3T17										
En miles de m3/día	0,5	2,0	1,0	3,5	2.799	4.559	781	8.140	0,1	
En miles de boe/día	3,3	12,5	6,3	22,1	16,5	26,8	4,6	47,9	0,6	70,6
En millones de pie cúbicos/día					99	161	28	287		
Precio Promedio 3T17										
En US\$/bbl	52,8	49,5	55,0	51,6						
En US\$/MBTU					7,3	5,7	6,0	6,3		
En US\$/ton									284,7	
Volumen 3T16										
En miles de m3/día	0,1	2,8	1,2	4,1	2.872	5.877	722	9.470	0,1	
En miles de boe/día	0,3	17,7	7,7	25,8	16,9	34,6	4,2	55,7	0,8	82,3
En millones de pie cúbicos/día					101	208	25	334		
Variación Volumen 3T17 vs. 3T16	na	-29,3%	-18,9%	-14,3%	-2,5%	-22,4%	+8,3%	-14,0%	-15,3%	-14,1%
Precio Promedio 3T16										
En US\$/bbl	64,8	59,8	65,9	61,7						
En US\$/MBTU					7,3	5,2	5,6	6,1		
En US\$/ton									187,9	
Variación Precios 3T17 vs. 3T16	-18,5%	-17,1%	-16,5%	-16,4%	+0,3%	+9,0%	+6,3%	+3,4%	+51,5%	

Nota: Los volúmenes de Pampa y PELSAs corresponden desde el cierre de la adquisición de la ex Petrobras Argentina en agosto de 2016. La producción considera el 100% de Medanita La Pampa, área en la que Petrolera Pampa prestó servicios hasta fines de octubre de 2017. Asimismo, la producción no considera los volúmenes del exterior por 1,5 kboe/día en 9M17; 4,5 kboe/día en 9M16; 1,1 kboe/día en 3T17; y 4,1 kboe/día en 3T16. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M17 - 16,26; 9M16 - 14,56; 3T17 - 17,29; 3T16 - 14,95.

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") decreció debido al efecto de las desinversiones de ciertos activos de la ex Petrobras Argentina en octubre de 2016 sumado al incremento del precio percibido de la demanda, disminuyéndose en AR\$60 millones a un total de AR\$691 millones en 3T17, en comparación a los AR\$751 millones registrados en 3T16, correspondiendo a Petrolera Pampa AR\$327 millones y AR\$315 millones, respectivamente.

En el 3T17, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron AR\$60 millones a una pérdida de AR\$189 millones, principalmente debido a un mayor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio neta, parcialmente compensado por menores pérdidas por intereses financieros.



El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó en AR\$647 millones, alcanzando AR\$2.488 millones en el 3T17, principalmente por la inclusión de todo el trimestre de los activos de la ex Petrobras Argentina, sumado al mayor volumen de ventas y el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta de gas, parcialmente compensados por las desinversiones de ciertos activos de la ex Petrobras Argentina en octubre de 2016. El EBITDA ajustado no considera las bajas de pozos por AR\$22 millones en el 3T17 y AR\$45 millones en el 3T16, y a su vez 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\$33 millones en 3T17, en comparación con AR\$8 millones en el mismo período de 2016. Asimismo, el EBITDA ajustado en el 3T16 no considera la ganancia por la venta a TGS del equipamiento en la planta de procesamiento de gas en Río Neuquén (AR\$358 millones) y la pérdida contable por la devolución del área y cese de operaciones en Medanito La Pampa (AR\$213 millones), ambos ítems registrados en otros ingresos y egresos.

3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución

Segmento de Refinación y Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	12.254	2.725	NA	4.104	2.725	+50,6%
Costo de ventas	(10.540)	(2.515)	NA	(3.482)	(2.515)	+38,4%
Resultado bruto	1.714	210	NA	622	210	+196,2%
Gastos de comercialización	(1.422)	(304)	NA	(494)	(304)	+62,5%
Gastos de administración	(53)	(7)	NA	(17)	(7)	+142,9%
Otros ingresos operativos	164	33	NA	49	33	+48,5%
Otros egresos operativos	(66)	5	NA	(23)	5	NA
Resultado por participaciones en asociadas	17	1	NA	17	1	NA
Resultado operativo	354	(62)	NA	154	(62)	NA
Ingresos financieros	14	1	NA	7	1	NA
Gastos financieros	(13)	(5)	+160,0%	(4)	(5)	-20,0%
Otros resultados financieros	(11)	(4)	+175,0%	1	(4)	NA
Resultado antes de impuestos	344	(70)	NA	158	(70)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(8)	(2)	+300,0%	(5)	(2)	+150,0%
Resultado del período	336	(72)	NA	153	(72)	NA
EBITDA ajustado	547	(9)	NA	214	(9)	NA
Altas de propiedades, planta y equipo	123	63	+95,2%	63	63	-
Depreciaciones y amortizaciones	174	45	+286,7%	59	45	+31,1%

El segmento de refinación y distribución surge a partir de la adquisición de la ex Petrobras Argentina, negocio nuevo para el portafolio original de activos de Pampa.

El margen bruto del 3T17 de este segmento ascendió a AR\$622 millones, un 196% mayor que en el 3T16, principalmente debido al menor costo del crudo, el cual inició su convergencia hacia la paridad de exportación, también disminuyó en AR\$ porque la tasa de cambio nominal fue menor que la variación de precio en US\$, sumado a la mejora en los precios de venta de gas oil y naftas destinados principalmente a intermediarios y estaciones de servicios, e IFOs destinados al sector naval. Estos efectos fueron compensados por mayores costos operativos incurridos por el incremento en el volumen comercializado. A continuación, se muestran las cantidades correspondientes a Pampa:



Resumen Operativo de Refinación y Distribución	Productos					
	Crudo	Gasoil	Gasolinas	Fuel Oil, IFOs y Asfaltos	Otros	Total
9 Meses						
Volumen 9M17 (miles de m3)	13	609	337	232	210	1.400
Precio promedio 9M17 (US\$/m3)	310	569	664	385	430	538
Volumen 9M16 (miles de m3)	3	162	81	60	30	336
Precio promedio 9M16 (US\$/m3)	370	590	655	405	432	557
Variación Volumen 9M17 - 9M16	+278,4%	+275,1%	+318,4%	+288,2%	+593,8%	+316,5%
Variación Precios 9M17 - 9M16	-16,1%	-3,6%	+1,4%	-5,0%	-0,6%	-3,3%
Tercer Trimestre						
Volumen 3T17 (miles de m3)	4	196	110	79	58	447
Precio promedio 3T17 (US\$/m3)	304	557	648	371	457	531
Volumen 3T16 (miles de m3)	3	162	81	60	30	336
Precio promedio 3T16 (US\$/m3)	360	575	638	395	421	542
Variación Volumen 3T17 vs. 3T16	+19,7%	+20,7%	+36,6%	+32,1%	+92,1%	+32,9%
Variación Precios 3T17 vs. 3T16	-15,7%	-3,1%	+1,6%	-6,0%	+8,5%	-2,0%

Nota: Los volúmenes corresponden desde el cierre de la adquisición de Petrobras Argentina en agosto de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M17 - 16,26; 9M16 - 14,56; 3T17 - 17,29; 3T16 - 14,95.

En términos operativos y sin el efecto de consolidación en Pampa, el volumen total comercializado de productos refinados registró 447 mil m³ en el 3T17, un 11% menor a los 500 mil m³ del 3T16, principalmente debido a menor carga en la refinería e importaciones de gas oil, producto de la caída en la demanda de nafta y gas oil, 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 considera el EBITDA ajustado por tenencia en Refinor, compañía en la cual Pampa posee el 28,5% de participación accionaria, por AR\$18 millones en 3T17, en comparación con AR\$9 millones en el mismo período de 2016.



3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	5.374	915	NA	1.913	915	+109,1%
Costo de ventas	(4.923)	(714)	NA	(1.795)	(714)	+151,4%
Resultado bruto	451	201	+124,4%	118	201	-41,3%
Gastos de comercialización	(208)	(43)	NA	(78)	(43)	+81,4%
Gastos de administración	(51)	(6)	NA	(20)	(6)	+233,3%
Otros ingresos operativos	35	(6)	NA	14	(6)	NA
Otros egresos operativos	(332)	(113)	+193,8%	(128)	(113)	+13,3%
Resultado operativo	(105)	33	NA	(94)	33	NA
Ingresos financieros	10	1	NA	4	1	+300,0%
Otros resultados financieros	(22)	(5)	NA	(14)	(5)	+180,0%
Resultado antes de impuestos	(117)	29	NA	(104)	29	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	-	-	NA	-	-	NA
Resultado del período	(117)	29	NA	(104)	29	NA
EBITDA ajustado	241	43	NA	51	43	+18,6%
Altas de propiedades, planta y equipo	59	18	+227,8%	23	18	+27,8%
Depreciaciones y amortizaciones	84	10	NA	30	10	+200,0%

Como el segmento de refinación y distribución, el segmento de petroquímica también surge de la adquisición de la ex Petrobras Argentina y no era un negocio existente dentro del portafolio de activos de Pampa previa a la transacción.

El margen bruto del 3T17 de este segmento fue de AR\$118 millones, un 41% menor que en el 3T16, principalmente debido al aumento de los costos operativos y de la materia prima, mayormente denominada en US\$, parcialmente compensado por incremento en los precios de referencia internacional, también nominadas en US\$. A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			
	Estireno y Poliestireno ¹	Caucho Sintético	Otros	Total
9 Meses				
Volumen 9M17 (miles de toneladas)	102	25	228	354
Precio promedio 9M17 (US\$/ton)	1.470	2.134	562	933
Volumen 9M16 (miles de toneladas)	20	4	54	78
Precio promedio 9M16 (US\$/ton)	1.368	1.780	523	804
Variación Volumen 9M17 - 9M16	+406,2%	+525,2%	+321,0%	+353,3%
Variación Precios 9M17 - 9M16	+7,4%	+19,9%	+7,5%	+16,0%
Tercer Trimestre				
Volumen 3T17 (miles de toneladas)	33	8	83	124
Precio promedio 3T17 (US\$/ton)	1.434	1.789	578	889
Volumen 3T16 (miles de toneladas)	20	4	54	78
Precio promedio 3T16 (US\$/ton)	1.332	1.734	509	783
Variación Volumen 3T17 - 3T16	+65,5%	+112,4%	+52,7%	+59,0%
Variación Precios 3T17 - 3T16	+7,6%	+3,2%	+13,4%	+13,5%

Nota: Los volúmenes corresponden desde el cierre de la adquisición de Petrobras Argentina en agosto de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M17 - 16,26; 9M16 - 14,56; 3T17 - 17,29; 3T16 - 14,95. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.



En términos operativos y sin el efecto de consolidación en Pampa, el volumen total comercializado de productos de nuestro segmento petroquímico registró un aumento del 7% en el 3T17, totalizando 124 kton en comparación a las 117 kton en el período comparativo 2016. Dicho incremento responde principalmente a mayores ventas locales de bases secundado por los productos estirénicos, sumado a mayores exportaciones de caucho sintético por las mejoras en los precios internacionales, parcialmente compensados por menores ventas de productos de reforma para exportación.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petroquímica aumentó AR\$8 millones, alcanzando AR\$51 millones en el 3T17, y no considera las actualizaciones de la contingencia de la ex Petrobras Argentina con la aduana por AR\$115 millones.

3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2017	2016	Δ %	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	312	58	NA	96	8	NA
Costo de ventas	(3)	(2)	+50,0%	-	-	NA
Resultado bruto	309	56	NA	96	8	NA
Gastos de administración	(1.454)	(873)	+66,6%	(460)	(746)	-38,3%
Otros ingresos operativos	262	30	NA	3	10	-70,0%
Otros egresos operativos	(687)	(127)	NA	(121)	(114)	+6,1%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	824	(194)	NA	265	(121)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	-	(3)	-100,0%	-	-	NA
Resultado por venta de participaciones en subsidiarias e instrumentos financieros	-	480	-100,0%	-	480	-100,0%
Resultado operativo	(746)	(631)	+18,2%	(217)	(483)	-55,1%
Ingresos financieros	170	18	NA	52	14	+271,4%
Gastos financieros	(1.601)	(748)	+114,0%	(580)	(753)	-23,0%
Otros resultados financieros	(1.082)	355	NA	(392)	(167)	+134,7%
Resultado antes de impuestos	(3.259)	(1.006)	+224,0%	(1.137)	(1.389)	-18,1%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	408	(55)	NA	317	(26)	NA
Resultado del período	(2.851)	(1.061)	+168,7%	(820)	(1.415)	-42,0%
EBITDA ajustado	(68)	(410)	-83,5%	(1)	(391)	-99,7%
Altas de propiedades, planta y equipo	50	57	-12,3%	18	57	-68,4%
Depreciaciones y amortizaciones	44	11	+300,0%	15	10	+50,0%

En el 3T17 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó AR\$88 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) ni los resultados por la venta del fideicomiso CIESA en 3T16, registró una pérdida de AR\$482 millones, en comparación a la pérdida de AR\$842 millones en el mismo período de 2016, principalmente debido a que en el 3T16 se incurrieron en honorarios profesionales y legales para la adquisición de la ex Petrobras Argentina (AR\$392 millones).

Las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$14 millones, arrojando una pérdida para el 3T17 de AR\$920 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\$390 millones en el 3T17, registrando una pérdida de AR\$1 millón. El EBITDA ajustado elimina los resultados netos por tenencia



de Transener y TGS, y a su vez realiza una consolidación ajustada a la tenencia accionaria indirecta de los EBITDAs de dichos negocios. Asimismo, el EBITDA ajustado en el 3T16 no considera los gastos relacionados con la adquisición de la ex Petrobras Argentina, pues son de índole no recurrente.

En el 3T17 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de AR\$271 millones (total implícito de AR\$1.064 millones), ampliamente superior al registrado en 3T16, principalmente debido al aumento tarifario resultante de la RTI para el transporte de gas, cuya implementación fue a partir de abril de 2017 y la primera de tres cuotas equivalente a aproximadamente 58% en promedio. Asimismo, la mejora de márgenes en el segmento de líquidos, tanto por precios como por tipo de cambio nominal, contribuyó al desempeño del EBITDA.

En el caso de Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% fue de AR\$195 millones (total implícito de AR\$739 millones), el cual se vio positivamente impactado por la implementación desde febrero de 2017 en una sola cuota 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 Federal⁶). Asimismo, el EBITDA ajustado incluye la diferencia entre los desembolsos percibidos y los montos devengados como ingresos por ventas del crédito con CAMESA correspondientes al Acuerdo Instrumental. En el 2T17 se devengaron y cobraron los últimos hitos por reconocimiento de mayores costos, por lo que no hubieron más ajustes desde el 3T17, en comparación con los AR\$398 millones de ajuste positivo registrados en el 3T16.

⁶ Para mayor información, ver el punto 1.2 de este Informe de Resultados.



3.7 Análisis del Período de Nueve Meses, por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	9 Meses 2017				9 Meses 2016			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁵	Resultado Neto ⁶	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁵	Resultado Neto ⁶
Segmento de Generación de Energía								
Diamante	56,0%	61	(161)	60	56,0%	9	(22)	29
Los Nihuales	47,0%	73	(156)	129	47,0%	45	(76)	105
CPB	100,0%	148	651	(58)	100,0%	(3)	371	(122)
CTG	90,4%	381	(406)	262	90,4%	272	22	155
CTLL ¹	100,0%	1.517	2.528	1.218	100,0%	758	1.846	389
Pampa Energía ²	100,0%	1.155	-	1.299	67,2%	91	(9)	90
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		(27)	(822)	(105)		(9)	(445)	(41)
Subtotal Generación		3.309	1.633	2.805		1.164	1.686	606
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor ¹	51,4%	1.905	1.289	660	51,5%	(676)	696	(1.842)
EASA ^{1,4}		-	-	-	100,0%	21	2.027	(407)
Ajustes y eliminaciones ³		6	-	(290)		(28)	(1.816)	887
Subtotal Distribución		1.911	1.289	370		(683)	906	(1.363)
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,5%	2.381	2.202	866	49,5%	2.010	3.801	442
PELSA	58,9%	968	(741)	(1)	39,6%	223	(522)	29
Pampa Energía ^{1,2} (Individual)	100,0%	3.454	(80)	2.128	67,2%	593	335	347
<i>OldelVal</i>	23,1%	307	(101)	135	15,5%	52	(89)	23
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(236)	78	(104)		(44)	75	(19)
Subtotal OldelVal		71	(23)	31		8	(14)	4
Ajustes y eliminaciones ³		(40)	1	(509)		292	1.299	63
Subtotal Petróleo y Gas		6.834	1.358	2.514		3.125	4.899	885
Segmento de Refinación y Distribución								
Pampa Energía ²	100,0%	512	(331)	336	67,2%	268	(58)	215
<i>Refinor</i>	28,5%	125	(249)	(16)	19,2%	46	652	8
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(89)	178	11		(37)	(527)	(6)
Subtotal Refinor		36	(71)	(4)		9	125	1
Ajustes y eliminaciones ³		(1)	-	4		(286)	(125)	(288)
Subtotal Refino y Distribución		547	(403)	336		(9)	(58)	(72)
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía ²	100,0%	241	-	(117)	67,2%	44	-	29
Ajustes y eliminaciones ³		0	-	(0)		(1)	-	(0)
Subtotal Petroquímica		241	-	(117)		43	-	29
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía ^{1,2} (Individual)	100,0%	(1.605)	21.039	(3.798)	100,0%	(833)	13.642	(1.253)
Ex Petrobras Argentina - Corporativo ²		-	-	-	67,2%	(288)	3.867	(662)
<i>Transener</i>	26,3%	2.546	(274)	1.386	26,3%	203	1.108	(541)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(1.876)	202	(1.021)		(149)	(817)	399
<i>Ajustes y eliminaciones³</i>		-	-	-		-	(24)	-
Subtotal Transmisión		670	(72)	365		53	268	(142)
<i>TGS</i>	25,5%	3.493	199	1.819	17,1%	196	2.131	21
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2.603)	(148)	(1.355)		(163)	(1.766)	(17)
Subtotal Midstream de Gas		891	51	464		34	365	4
Otras compañías y eliminaciones ³		(23)	(2.724)	119		624	(6.774)	955
Subtotal Holding y Otros		(68)	18.294	(2.851)		(410)	11.368	(1.099)
Eliminaciones		37	116	37		22	(633)	21
Total Consolidado		12.811	22.287	3.094		3.252	18.170	(993)
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		10.181	20.937	3.094		2.158	15.270	(993)

¹ Montos no consolidados. ² Hasta el 1 de noviembre de 2016, correspondía a la ex Petrobras Argentina. ³ Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. ⁴ Proyecto de fusión por absorción a partir del 1 de enero de 2017 de EASA por CTLL, ver punto 1.6.1 de este Informe. ⁵ La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CMMESA en el segmento de generación. ⁶ Atribuible a los Propietarios. CTLL, EASA y Pampa Energía (individual) no incluyen resultados de sus subsidiarias.



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

Subsidiaria	Tercer Trimestre 2017				Tercer Trimestre 2016			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁵	Resultado Neto ⁶	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁵	Resultado Neto ⁶
Segmento de Generación de Energía								
Diamante	56,0%	16	(161)	19	56,0%	5	(22)	9
Los Nihuales	47,0%	23	(156)	49	47,0%	9	(76)	32
CPB	100,0%	78	651	(10)	100,0%	58	371	(10)
CTG	90,4%	145	(406)	108	90,4%	59	22	31
CTLL ¹	100,0%	722	2.528	354	100,0%	278	1.846	81
Pampa Energía ²	100,0%	520	-	519	67,2%	91	(9)	90
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		(11)	(822)	(36)		(4)	(445)	(9)
Subtotal Generación		1.493	1.633	1.004		495	1.686	225
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor ¹	51,4%	870	1.289	291	51,5%	(536)	696	(657)
EASA ^{1,4}		-	-	-	100,0%	8	2.027	(78)
Ajustes y eliminaciones ³		(0)	-	(132)		(9)	(1.816)	315
Subtotal Distribución		869	1.289	159		(537)	906	(419)
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,5%	815	2.202	297	49,5%	725	3.801	144
PELSA	58,9%	325	(741)	(6)	39,6%	223	(522)	29
Pampa Energía ^{1,2} (Individual)	100,0%	1.288	(80)	780	67,2%	593	335	347
<i>OldelVal</i>	23,1%	143	(101)	72	15,5%	52	(89)	23
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(110)	78	(55)		(44)	75	(19)
Subtotal OldelVal		33	(23)	17		8	(14)	4
Ajustes y eliminaciones ³		28	1	(171)		292	1.299	213
Subtotal Petróleo y Gas		2.488	1.358	916		1.841	4.899	737
Segmento de Refinación y Distribución								
Pampa Energía ²	100,0%	197	(331)	153	67,2%	268	(58)	215
<i>Refinor</i>	28,5%	64	(249)	26	19,2%	46	652	8
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(46)	178	(18)		(37)	(527)	(6)
Subtotal Refinor		18	(71)	7		9	125	1
Ajustes y eliminaciones ³		(1)	-	(7)		(286)	(125)	(288)
Subtotal Refino y Distribución		214	(403)	153		(9)	(58)	(72)
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía ²	100,0%	50	-	(104)	67,2%	44	-	29
Ajustes y eliminaciones ³		1	-	(0)		(1)	-	(0)
Subtotal Petroquímica		51	-	(104)		43	-	29
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía ^{1,2} (Individual)	100,0%	(465)	21.039	(1.252)	100,0%	195	13.642	(210)
Ex Petrobras Argentina - Corporativo ²		-	-	-	67,2%	(288)	3.867	(662)
<i>Transener</i>	26,3%	739	(274)	510	26,3%	58	1.108	(270)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(544)	202	(376)		(43)	(817)	199
<i>Ajustes y eliminaciones³</i>		-	-	-		-	(24)	-
Subtotal Transmisión		195	(72)	134		15	268	(71)
<i>TGS</i>	25,5%	1.064	199	518	17,1%	196	2.131	21
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(793)	(148)	(386)		(163)	(1.766)	(17)
Subtotal Midstream de Gas		271	51	132		34	365	4
Otras compañías y eliminaciones ³		(2)	(2.724)	166		(347)	(6.774)	(513)
Subtotal Holding y Otros		(1)	18.294	(820)		(391)	11.368	(1.453)
Eliminaciones		(24)	116	(24)		22	(633)	21
Total Consolidado		5.090	22.287	1.284		1.464	18.170	(932)
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		4.091	20.937	1.284		983	15.270	(932)

¹ Montos no consolidados. ² Hasta el 1 de noviembre de 2016, correspondía a la ex Petrobras Argentina. ³ Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. ⁴ Proyecto de fusión por absorción a partir del 1 de enero de 2017 de EASA por CTLL, ver punto 1.6.1 de este Informe. ⁵ La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CMMESA en el segmento de generación. ⁶ Atribuible a los Propietarios. CTLL, EASA y Pampa Energía (individual) no incluyen resultados de sus subsidiarias.



4. Información sobre la Conferencia Telefónica

El lunes 13 de noviembre de 2017 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 12.00 p.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una conferencia telefónica conjunta con Edenor, para analizar los resultados del tercer 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 3T17](#) (sólo disponible en inglés).

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