

Resultados del período de seis meses y trimestre finalizado el 30 de junio de 2016

Pampa Energía S.A. (en adelante “Pampa”, la “Compañía” o la “Sociedad”) anuncia los resultados correspondientes al período de seis meses y trimestre finalizado el 30 de junio de 2016.

Información Accionaria



Bolsa de Comercio
de Buenos Aires
Ticker: PAMP



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

Para mayor información, contactarse con:

Gustavo Mariani
Co - Gerente General

Ricardo Torres
Co - Gerente General

Mariano Batistella
Director Ejecutivo de Estrategia y
Planeamiento

Lida Wang
Gerente de Relación con Inversores

Tel: +54 (11) 4344-6000

investor@pampaenergia.com
www.pampaenergia.com/ri

Pampa Energía S.A., la empresa integrada de energía de Argentina, que a través de sus subsidiarias tiene participación en los segmentos de exploración y producción de petróleo y gas, refinación y distribución, petroquímica, transporte de gas natural y producción de líquidos, asimismo es la empresa integrada más grande de electricidad, anuncia los resultados correspondientes al período de seis meses y trimestre finalizado el 30 de junio de 2016:

Ventas netas consolidadas por AR\$8.382,5 millones¹ en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016, un 145,4% mayor a los AR\$3.415,4 millones del mismo período de 2015, principalmente explicado por los aumentos del 21,3% (AR\$270,6 millones) en generación, del 205,5% (AR\$3.839,1 millones) en distribución, del 262,7% (AR\$818,2 millones) en petróleo y gas, y del 70,0% (AR\$20,5 millones) en el segmento holding y otros.

EBITDA ajustado² consolidado de AR\$1.024,9 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016, comparado a un EBITDA ajustado de AR\$1.686,1 millones del mismo período de 2015, explicado por caídas del 61,3% (AR\$106,0 millones) en transmisión, de AR\$1.662,3 millones en distribución y mayores pérdidas de AR\$62,6 millones en el segmento de holding y otros, parcialmente compensados por aumentos del 17,8% (AR\$101,1 millones) en generación y de AR\$1.068,5 millones en petróleo y gas.

Pérdida consolidada de AR\$426,1 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016, de los cuales AR\$60,9 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$1.023,9 millones inferior a la ganancia de AR\$963,0 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el mismo período de 2015, principalmente explicado por las pérdidas reportadas en nuestros segmentos de transmisión (AR\$73,7 millones)¹ y distribución (AR\$944,2 millones), parcialmente compensadas por las ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación (AR\$381,2 millones), petróleo y gas (AR\$147,7 millones) y holding y otros (AR\$428,1 millones).

¹ El segmento de transmisión deja de consolidarse a raíz de la implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), y su resultado neto se expone en la línea de “Resultado por participación en negocios conjuntos”. Para mayor información, por favor remitirse a la sección 4 de este Informe.

² EBITDA ajustado consolidado representa los resultados consolidados por actividades continuas 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, e incluye otros ingresos no devengados y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF. Para mayor información sobre el EBITDA ajustado consolidado, por favor remitirse a la sección 4 de este Informe.

Principales Resultados del Segundo Trimestre de 2016³

Ventas netas consolidadas por AR\$4.170,4 millones en el trimestre finalizado el 30 de junio de 2016, un 138,7% mayor a los AR\$1.746,9 millones del trimestre de 2015, principalmente explicado por los aumentos del 15,9% (AR\$108,0 millones) en generación, del 202,1% (AR\$1.817,6 millones) en distribución, del 257,6% (AR\$470,1 millones) en petróleo y gas, y del 79,7% (AR\$13,4 millones) en el segmento holding y otros.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$(328,2) millones en el trimestre finalizado el 30 de junio de 2016, comparado a un EBITDA ajustado positivo de AR\$853,0 millones del trimestre de 2015, explicado por reducciones de AR\$100,1 millones en transmisión, de AR\$1.630,8 millones en distribución y mayores pérdidas de AR\$46,4 millones en el segmento de holding y otros, parcialmente compensados por aumentos del 15,2% (AR\$44,9 millones) en generación y de AR\$551,1 millones en petróleo y gas.

Pérdida consolidada de AR\$1.099,1 millones en el trimestre finalizado el 30 de junio de 2016, de los cuales AR\$668,4 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$729,5 millones inferior a la ganancia registrada de AR\$61,1 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el trimestre de 2015, principalmente explicado por las pérdidas reportadas en nuestros segmentos de transmisión (AR\$43,0 millones)¹, distribución (AR\$629,0 millones) y holding y otros (AR\$207,9 millones), parcialmente compensadas por las ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación (AR\$154,7 millones), petróleo y gas (AR\$56,8 millones).

³ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015 están basados en los estados financieros preparados de acuerdo con las normas contables NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015, y el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016 y de 2015.

1. Hechos Relevantes

1.1 | Adquisición de Petrobras Argentina S.A. (“Petrobras Argentina”)

Luego de la obtención de las aprobaciones societarias de Pampa y de Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras Brasil”) respecto de los términos y condiciones finales de la adquisición, con fecha 13 de mayo de 2016 Petróleo Internacional Braspetro B.V. (“Petrobras Holanda”), una sociedad subsidiaria de Petrobras Brasil y Pampa celebraron el contrato de compraventa de acciones (el “Contrato de Compraventa”) para la adquisición por Pampa de Petrobras Holanda del total de la participación accionaria y votos de Petrobras Participaciones S.L. (“PPSL”), sociedad titular del 67,1933% del capital social y los votos de Petrobras Argentina (en adelante la “Transacción”).

Ambas partes acordaron, entre otros puntos, que el cierre de la Transacción se llevaría a cabo una vez cumplidas las condiciones precedentes, entre ellas que Petrobras Argentina refinance las Obligaciones Negociables (“ONs”) Series S por US\$300 millones con vencimiento en 2017 y que se libere la garantía otorgada por Petrobras Brasil para garantizar los compromisos bajo las mencionadas obligaciones negociables (la “Refinanciación”). El 14 de julio de 2016, la Refinanciación fue llevada a cabo con éxito con la emisión de las ONs Series T por US\$500 millones con vencimiento en 2023 y rendimiento inicial de 7,5% anual. El pago de capital está estipulado en una única cuota al vencimiento y un interés del 7,375% pagadero semestralmente.

En virtud de la Refinanciación y habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, con fecha 27 de julio de 2016 la Compañía realizó el cierre de la adquisición de Petrobras Argentina. En consecuencia, se produjo el cambio de control indirecto de Petrobras Argentina.

El precio de la Transacción, luego de aplicarse los ajustes establecidos en el Contrato de Compraventa, ascendió a la suma de US\$897.163.212 (el “Precio”), lo que representa un valor de US\$1.335 millones por el 100% del paquete accionario de Petrobras Argentina. De acuerdo a lo previsto en el Contrato de Compraventa, el Precio se encuentra sujeto a que se perfeccione el cierre de la cesión del área “Aguarague” por parte de Petrobras Argentina a favor de Tecpetrol S.A., el cual puede implicar una reducción al precio de US\$2,5 millones aproximadamente, en virtud del derecho de preferencia sobre dicha área ejercido por Tecpetrol S.A. con fecha del 1 de julio de 2016.

Una vez perfeccionado el cierre de la Transacción, la estrategia de Pampa consiste en fusionar a la Compañía con Petrobras Argentina, siendo la intención del Directorio que ambas sociedades comiencen a funcionar como un único ente hacia fines de 2016 y que Pampa Energía sea la entidad absorbente, todo lo cual será, una vez concluido el análisis exhaustivo, sometido a consideración de los directorios y asambleas de accionistas de ambas sociedades.

1.1.1 *Financiamiento de la Adquisición*

A continuación, se informan las fuentes de los fondos utilizados para cancelar el Precio de la Transacción:

- Caja de la Compañía por US\$218,2 millones, los cuales incluyen parte del avance del 20% sobre el precio base, pagado en el momento de la firma del Contrato de Compraventa realizado el 13 de mayo de 2016;

- Fondos provenientes de la venta de Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”), de la cual a la fecha del cierre se cobraron US\$161 millones de los US\$241 millones del precio acordado (“Venta de TGS”)⁴;
- Financiamiento bancario otorgado a Pampa suscripto el 26 de julio de 2016 (el “Préstamo Sindicado”), originalmente estipulado por hasta US\$700 millones y ampliado por hasta US\$750 millones aproximadamente, a raíz de la incorporación de los bancos *Crédit Agricole Corporate and Investment Bank* y Banco Hipotecario al sindicato compuesto por Deutsche Bank, Citibank, ICBC y Banco Galia, y en vistas de distintos cambios en las leyes que facilitaron a la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”) a desprenderse de sus activos, en particular acciones entre las cuales se encontraba una posición de aproximadamente 11,8% de Petrobras Argentina. Sin embargo, como consecuencia de la Venta de TGS detallada en el punto anterior y dado que dichos fondos netos fueron utilizados para financiar la Transacción, los compromisos relacionados con el Préstamo Sindicado fueron reducidos en US\$150 millones aproximadamente, siendo el monto final del Préstamo Sindicado la suma de aproximadamente US\$600 millones, compuesto por US\$450 millones y AR\$2.205 millones. Dicho Préstamo Sindicado financió US\$271 millones de la Transacción y financiará parte de la oferta obligatoria de adquisición en efectivo por el restante 32,8% de Petrobras Argentina que debe realizar la Sociedad para cumplir con la regulación local. Las principales condiciones son:
 - a. Disponibilidad de uso de los compromisos por 6 meses desde la suscripción del Préstamo Sindicado;
 - b. Devolución a los 12 meses contados desde la fecha de desembolso de los fondos; y
 - c. Los montos a desembolsar bajo el tramo en dólares devengarán un interés equivalente a la tasa Libor más 7% hasta los primeros 6 contados desde la firma, 7,25% entre los meses 7 y 9, 7,50% entre los meses 10 y 12, 9,00% entre los meses 13 y 15 y 9,50% entre los meses 16 y 18. Los montos que se desembolsen bajo el tramo en pesos devengarán intereses a una tasa equivalente a la tasa Badlar corregida más 5,50%.
- Financiamiento de terceros por US\$225 millones, de los cuales:
 - a. US\$140 millones provienen de un préstamo celebrado el 13 de mayo de 2016 con YPF, con vencimiento a los 18 meses a partir del desembolso total de los fondos y devengará una tasa del 5% nominal anual. Asimismo, Pampa e YPF acordaron que en el plazo de 90 días corridos desde la fecha de cierre de la Transacción, Pampa causará que el Directorio de Petrobras Argentina apruebe la cesión y transferencia del 33,33% en el área Rio Neuquén y 80% en Aguada de la Arena. El acuerdo prevé que dicho préstamo podrá ser cancelado, a opción de YPF, en efectivo por la Sociedad o mediante la aplicación del crédito representado por la enajenación a YPF de las participaciones mencionadas; y
 - b. US\$85 millones provienen del préstamo de Petrolera Pampa acordado el 25 de julio de 2016, a una tasa del 8,45% anual por un plazo de 60 días, renovable automáticamente por períodos de 30 días hasta un máximo de 180 días adicionales.
- Financiamiento de Emes Energía Argentina LLC por US\$50 millones, un vehículo controlado por los accionistas controlantes de Pampa y con participación de otros inversores internacionales, desembolsado en un 20% al momento de la firma del Contrato de Compraventa y el saldo al cierre de la Transacción (el “Préstamo Emes”). El mismo por tratarse de una operación entre partes

⁴ Para mayor información, por favor ver el punto 1.2 de este informe.

relacionadas, fue puesta a consideración del Comité de Auditoría de Pampa y considerada como razonablemente encuadrada dentro de las condiciones normales y habituales de mercado. Los principales términos son:

- a. No devengará interés o solo un interés nominal, salvo en el caso de repago en efectivo;
 - b. Antes de que finalice la oferta de canje por acciones o se produzca la fusión entre Pampa y Petrobras Argentina, la Compañía deberá cancelar el monto total adeudado bajo el Préstamo Emes y Emes tendrá la obligación de aceptar ADRs de Pampa que resulten de dividir el capital del préstamo otorgado por el precio promedio por ADR de Pampa de cotización en el NYSE en los 30 días hábiles que preceden la fecha de firma del Contrato de Compraventa; y
 - c. El vencimiento del Préstamo Emes será de un año contado a partir de la fecha de firma del Contrato de Compraventa, y en caso que no se haya convertido todo o parte de la deuda en las condiciones previstas, será pagadera en efectivo al vencimiento, aumentado por el interés a una tasa del 7% anual. El pago del Préstamo Emes en efectivo se encuentra subordinado a que se haya repagado integralmente el Préstamo Sindicado.
- En el eventual escenario que el Préstamo Sindicado no fuese suficiente para hacer frente al pago a ser realizado a los tenedores de acciones de Petrobras Argentina que opten por la opción de canjear sus tenencias por efectivo en la oferta pública obligatoria⁵, con fecha 25 de julio de 2016 la Compañía celebró un contrato de préstamo con Grupo MTRES S.A., un vehículo controlado por ciertos accionistas controlantes de Pampa, por hasta US\$25 millones y que será desembolsado sólo a pedido de la Sociedad. En caso de ocurrir el desembolso, el préstamo vencerá a los 12 meses contados desde la fecha de cierre de la Transacción con una tasa de interés del 7,5% anual, en la medida que el Préstamo Sindicado sea cancelado en su totalidad.

1.1.2 Oferta Pública de Adquisición Obligatoria en Efectivo y Oferta Pública de Canje Voluntario de Acciones

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87 y siguientes de la Ley 26.831 de Mercado de Capitales y en la Sección II, del Capítulo II, del Título III de las normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) sobre ofertas públicas de adquisición obligatorias por cambio de control y adquisición de participación significativa indirecta, con fecha 20 de mayo de 2016 el Directorio de Pampa decidió promover una oferta pública de adquisición sobre la totalidad de las acciones de Petrobras Argentina que no sean de propiedad de Pampa al momento de la oferta (la “Oferta de Adquisición en Efectivo”), sujeto al cierre de la Transacción y a la aprobación de la Oferta de Adquisición en Efectivo por parte de la CNV y la *Securities and Exchange Commission* (“SEC”). Asimismo, el Directorio decidió lanzar una oferta pública voluntaria de canje de acciones de Petrobras Argentina, (la “Oferta de Canje”) sujeta a las mismas condiciones que la Oferta de Adquisición en Efectivo, con el fin de evitar una mayor utilización de caja o el incurrimiento en mayor endeudamiento financiero a fin de cumplir con la Oferta de Adquisición en Efectivo (en conjunto, las “Ofertas”). En relación a las Ofertas, el Directorio de Pampa resolvió:

- a. Fijar el precio de Oferta de Adquisición en Efectivo en US\$0,6574 por cada acción de Petrobras Argentina convertido a pesos al tipo de cambio vendedor Banco Nación Argentina del día de cierre de la Transacción, sujeto a ciertos ajustes de precio contenidos en el Contrato de Compraventa. Dicho precio surge de trasladar el precio base de la Transacción al precio por acción de Petrobras Argentina a pagar en la Oferta de Adquisición en Efectivo, es decir el precio de US\$892 millones dividido por el total del capital accionario de Petrobras Argentina que es propiedad de PPSL (1.356.791.556 acciones);

⁵ Para mayor información, por favor ver el punto 1.1.2 de este informe.

- b. Fijar la relación de canje para la Oferta de Canje sobre la base del precio por acción de Petrobras Argentina mencionado en (a): precio promedio ponderado de cotización de las acciones de la Sociedad durante los 5 días previos a la apertura del período de recepción de aceptación de ofertas, dividido por el precio por acción de Petrobras Argentina fijado para la Oferta Pública de Adquisición en Efectivo, delegando en el Directorio de Pampa la determinación de un factor de ajuste en un más o menos 10% del precio promedio de la acción de Pampa; y
- c. Aprobar la emisión de hasta 320 millones nuevas acciones ordinarias de Pampa, a ser integradas en especie mediante la transferencia a Pampa de acciones y/o *American Depositary Receipts* (“ADRs”) de Petrobras Argentina de titularidad de aquellos que opten por participar en la Oferta de Canje, dejándose constancia que dicho aumento representará hasta 15,87% del capital social de Pampa luego de efectuado el aumento referido.

El 22 de junio de 2016, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa resolvió aprobar el aumento de capital necesario para materializar la Oferta de Canje, la relación de canje y el mecanismo de ajuste antes referidos, así como la suspensión del derecho de preferencia, en los términos del artículo 197 de la Ley de Sociedades Comerciales, en la suscripción de las nuevas acciones que se emitan por el aumento de capital mencionado.

A la fecha de emisión del presente Informe, las Ofertas no han sido aprobadas aún por la CNV. La Compañía se encuentra abocada a cumplir con todos los requerimientos emanados de la CNV, como autoridad de contralor de las mencionadas Ofertas, a los fines de poder hacerlas efectivas ante los accionistas a los que están dirigidas a la mayor brevedad posible.

En tal sentido, a efectos de trasladar el precio global de la Transacción al precio por acción de Petrobras Argentina, que debiera pagarse en la Oferta de Adquisición en Efectivo, el precio de US\$897,2 millones menos US\$2,5 millones aproximadamente correspondientes al ajuste por el ejercicio del derecho de preferencia de Aguarague mencionado anteriormente, debe ser dividido por el total del capital accionario de Petrobras Argentina que es de propiedad de PPSL, esto es, 1.356.791.556 acciones Clase B, lo que implica, indirectamente, un precio de US\$0,659 por acción, el cual convertido a pesos al tipo de cambio vendedor publicado por el Banco Nación Argentina a la fecha de cierre de la Transacción, asciende a \$10,02 por acción de Petrobras Argentina.

1.2 | Venta de la Participación en TGS

En virtud del vencimiento del período de exclusividad con Harz Energy para la venta de la participación indirecta en TGS, operada el 27 de junio de 2016, la Compañía lanzó nuevamente el proceso de venta para otros interesados.

Con fecha 19 de julio, Pampa suscribió un contrato con Grupo Inversor Petroquímica S.L. (integrantes del Grupo GIP, liderado por la familia Sielecki), WST S.A. (integrantes del Grupo Wertheim) y PCT L.L.C. (en conjunto los “Compradores”) para la venta del paquete accionario y derechos que posee Pampa del 25,5% en forma indirecta de TGS, a través del 100% de las acciones de PEPCA S.A., sociedad titular del 10% de CIESA S.A. y los derechos como único beneficiario del fideicomiso de CIESA S.A., el cual detenta el 40% de CIESA S.A.

El precio base de la Venta de TGS se acordó en US\$241 millones, sujeto a ciertos ajustes.

Con la firma de los documentos de la Venta de TGS, los Compradores pagaron a la Compañía US\$8 millones como parte del precio. En forma simultánea con el cierre de la Transacción por Petrobras Argentina el 27 de julio de 2016, se realizó el cierre de la Venta de TGS, siendo US\$241 millones el precio final y otros US\$153 millones abonados por los Compradores. El saldo remanente de US\$80 millones será abonado a más tardar el 15 de febrero de 2017, con un interés anual del 5%.

Los Compradores asumieron la contingencia de no obtener las aprobaciones regulatorias necesarias. Asimismo, Pampa adquirió una opción hasta febrero de 2017 para recibir los derechos como único beneficiario del Fideicomiso de CIESA a cambio de las acciones de Petrobras Hispano Argentina S.A. que posee el 25% de CIESA y 15% de las acciones de CIESA, ambas bajo la titularidad de Petrobras Argentina.

1.3 | Puesta en Marcha de la Nueva Turbina LMS-100 en Central Térmica Loma de la Lata (“CTLL”)

Con fecha 15 de julio de 2016, comenzó la operación comercial de la nueva turbina de gas de alta eficiencia de 105 MW, alcanzando así CTLL una capacidad instalada de 645 MW.

Sin embargo, a la fecha de emisión del presente Informe, CTLL está negociando con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”) un contrato de abastecimiento Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) en el marco de la Resolución Secretaría de Energía (“SE”) N° 220/07, que remunerará parcialmente la potencia y energía generada por la nueva unidad.

1.4 | Contrato con CAMMESA en el Marco de la Convocatoria a Nueva Generación Térmica con Compromiso de Disponibilidad en el MEM

El 1° de julio de 2016 nuestra subsidiaria CTLL y la CAMMESA suscribieron un Contrato de Demanda Mayorista (el “Contrato”) por el término de diez años, en el marco de la Convocatoria Abierta a Interesados en Ofrecer Nueva Capacidad de Generación conforme la Resolución Subsecretaría de Energía Eléctrica N° 21/2016.

El Contrato remunera un precio fijo de US\$24 mil MW/mes por los primeros 6 años, US\$23 mil MW/mes para los siguientes dos años y US\$20 mil MW/mes para los últimos dos años. El precio variable acordado es de US\$12 por MWh.

En dicha convocatoria, las subsidiarias generadoras de Pampa presentaron cuatro diferentes proyectos de nueva generación, de los cuales solo uno fue adjudicado. El proyecto adjudicado consiste en la expansión de la capacidad de generación de CTLL mediante la instalación de una nueva turbina a gas aeroderivada GE modelo LMS100 con una capacidad bruta de generación de 105 MW. El costo estimado del proyecto asciende a US\$90 millones más IVA. CTLL ha firmado los acuerdos de proyecto y mantenimiento de la unidad con los principales proveedores y contratistas. Una vez que la nueva turbina se encuentre en operaciones, con fecha estimada en agosto de 2017, la capacidad instalada de CTLL alcanzará los 750 MW.

1.5 | Adquisición de Parques Eólicos del Fin del Mundo S.A. (“PEFMSA”) - Proyecto Eólico

Con fecha 17 de mayo de 2016, CTLL adquirió el 100% del capital y las acciones de PEFMSA por un monto de US\$0,7 millones. PEFMSA es una sociedad anónima radicada en Argentina, cuyo principal objetivo es el desarrollo del proyecto eólico “Parque Eólico de la Bahía”, que consiste en la instalación de un parque de 50 MW de capacidad en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires. PEFMSA tiene el derecho de usufructo sobre un terreno de 500 hectáreas, en el que se han desarrollado mediciones del viento durante los últimos cuatro años.

1.6 | Financiamiento de CAMMESA para Mantenimientos Mayores

Con fecha 16 y 18 de junio de 2016, la SE aprobó parcialmente la solicitud de financiamiento presentada por Hidroeléctrica Los Nihules (“HINISA”) e Hidroeléctrica Diamante (“HIDISA”) para los mantenimientos no recurrentes de sus centrales, por la suma total de AR\$21,6 millones y US\$1,2 millones. A la fecha de emisión del presente informe, tanto HINISA como HIDISA no han recibido desembolso alguno bajo el financiamiento aprobado.

1.7 | Medidas Cautelares en Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“Edenor”)

A partir de mayo de 2016 y hasta la emisión del presente Informe, Edenor ha sido notificada por varios juzgados de la Provincia de Buenos Aires de medidas cautelares solicitadas por diferentes clientes de Pilar, Escobar y La Matanza, tanto particulares como colectivos, que en conjunto representan más del 30% de las ventas de Edenor, ordenando la suspensión de las Resoluciones Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”) N° 6/16 (aumento del precio estacional de energía) y 7/16 y del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) N° 1/16 (aumento tarifario al valor agregado de distribución (“VAD”)) (en conjunto, las “Resoluciones”), retroactivamente a febrero de 2016, fecha en que las Resoluciones entraron en vigencia.

Estas medidas exigieron a Edenor que se abstenga de facturar con el incremento tarifario y que devuelva los montos de los aumentos ya cobrados a través de un crédito en las cuentas de los clientes. A la fecha de emisión de sus Estados Financieros, Edenor cumplió y continúa cumpliendo con las órdenes cautelares de los juzgados y comenzó a emitir las facturas basándose para ello en el cuadro tarifario previo, acreditando en las cuentas de los clientes los montos cobrados por encima de esas tarifas. El impacto estimado de cumplir con estas medidas al 30 de junio de 2016 asciende a aproximadamente AR\$1.150 millones en menores ingresos por ventas, mientras que el ajuste en el costo por compras de energía relacionado es de un monto estimado de AR\$533 millones.

Asimismo, el 15 de julio de 2016, el ENRE notificó a Edenor del dictado de una medida cautelar por parte de la Sala II de la Cámara Federal de la Ciudad de La Plata, ordenando la suspensión de tales incrementos en toda la Provincia de Buenos Aires por un período de 3 meses a partir del dictado de dicha orden judicial. Esta medida impacta a partir del mes de julio al 80% de la facturación de Edenor. Edenor ha solicitado a los juzgados intervinientes y a la Secretaría de Energía Eléctrica que se notifique a CAMMESA la suspensión de las Resoluciones antes mencionadas, a fin de evitar que CAMMESA siga facturando la energía que está siendo comprada por Edenor.

Con fecha 3 de agosto de 2016, en el marco de una acción de amparo promovida contra el Estado Nacional (Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) y MEyM) y ENRE a fin de que se declare la nulidad de las Resoluciones, el juzgado interviniente, haciendo lugar a la medida cautelar innovativa solicitada en la acción de amparo, suspendió los efectos de las Resoluciones antes mencionadas y ordenó a CAMMESA que se abstenga de aplicar el nuevo cuadro tarifario a todas las distribuidoras del país hasta tanto se realice la correspondiente audiencia pública.

Al respecto, el ENRE deberá arbitrar las medidas necesarias para su cumplimiento, debiendo comunicar a las compañías distribuidoras la medida dispuesta, haciéndoles saber que deberán suspender la aplicación del nuevo cuadro tarifario, y liquidar las facturas respectivas a los valores con anterioridad a las Resoluciones. Edenor no es parte demandada en esta acción de amparo, ni ha sido notificada por el ENRE de la misma. Asimismo, de acuerdo con el artículo 4° de la ley de medidas cautelares contra el Estado Nacional N° 26.854, la mencionada medida cautelar se encontraría caída en virtud de la presentación del informe presentado por el Estado el 5 de agosto pasado, detallando las razones por las cuales tomó las decisiones que se desea cautelarmente suspender. En opinión de los asesores legales de Edenor, hasta tanto no se dicte una medida cautelar que la reemplace, y que la misma sea debidamente notificada a Edenor, la medida cautelar inicial no tiene efectos sobre la misma.

Por su parte, Edenor ha realizado todas las gestiones a su alcance desde el punto de vista judicial para revertir esta situación y mientras espera las definiciones judiciales, se encuentra evaluando sus consecuencias y demás acciones a seguir.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, si las Resoluciones son declaradas nulas, Edenor entiende que el cuadro anterior de la Resolución SE N° 32/15 entraría nuevamente en vigencia, dado que el mismo fue derogado por la Resolución N° 7/16, actualmente en cuestión por las medidas cautelares. En tal caso, el Estado Nacional debería comenzar nuevamente a brindar asistencia a Edenor para pagar sus obligaciones hasta tanto se establezca un nuevo incremento tarifario.

1.8 | Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (“Plan Gas”)

Con fecha 20 de mayo de 2016, a través del Decreto PEN N° 704/16, se autorizó la emisión de bonos denominados en dólares estadounidenses emitidos por el Gobierno Argentino (BONAR 2020) para cancelar las deudas pendientes al 31 de diciembre de 2015 en el marco del Plan Gas. Asimismo, el Decreto establece restricciones sobre la transferibilidad de dichos bonos en hasta un 3% mensual sin penalidad hasta diciembre de 2017, excepto a empresas subsidiarias y/o vinculadas, y exige que se presente información con frecuencia mensual.

Con fecha 9 de junio de 2016, Petrolera Pampa presentó una carta aceptando el pago de AR\$455,5 millones en concepto del Plan Gas que se le adeudaba hasta diciembre de 2015, mediante la entrega de BONAR 2020 por un valor nominal de US\$29,5 millones. El cobro se hizo efectivo con fecha 22 de julio de 2016.

1.9 | Operaciones de Deuda de Nuestras Subsidiarias

1.9.1 Rescate de ONs a la Par con Vencimiento en 2017 de Edenor

Con fecha 12 de julio de 2016, Edenor procedió al rescate de las ONs a la Par a Tasa Fija de 10,5% con vencimiento en 2017. El monto en circulación que se procedió a rescatar fue de US\$14,8 millones, al 100% de su valor nominal con un interés devengado de US\$0,4 millones.

1.9.2 Emisión de ONs de Petrolera Pampa

En el marco del Programa de ONs simples por hasta US\$500 millones o su equivalente en otras monedas, el 27 de junio de 2016 Petrolera Pampa emitió la Clase 8 por un valor nominal de AR\$403,3 millones. El pago de capital será en una cuota a 12 meses desde la emisión, a tasa variable Badlar Privada más 4%, pagaderos en forma trimestral.

1.9.3 Préstamo Bancario para Petrolera Pampa

Con fecha 10 de junio de 2016, Petrolera Pampa celebró un contrato de préstamo con Banco Santander por US\$120 millones.

Dicho préstamo devenga una tasa de interés fija del 7,5% anual y tiene vencimiento a los 18 meses contados a partir del desembolso. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral.

1.9.4 Emisión de ONs de Central Térmica Güemes (“CTG”)

En el marco del Programa de ONs simples por hasta US\$50 millones o su equivalente en otras monedas, el 10 de agosto de 2016 CTG emitió:

- La clase 7 en pesos por un valor nominal de AR\$173,0 millones. El pago de capital será en una cuota a 18 meses desde la emisión, a tasa variable Badlar Privada más 3,5%, pagaderos en forma trimestral; y
- La clase 8 dólar link, por un valor nominal de US\$1,4 millones. El pago de capital será en una cuota a 48 meses desde la emisión, a tipo de cambio inicial de AR\$14,7908 por US\$, a tasa fija de 7%, pagaderos en forma trimestral.

2. Indicadores Financieros Relevantes

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

	Al 30.06.16	Al 31.12.15		Al 30.06.16	Al 31.12.15
ACTIVO			PATRIMONIO		
Participaciones en negocios conjuntos	136,3	223,9	Capital social	1.695,9	1.695,9
Participaciones en asociadas	-	123,2	Prima de emisión y otras reservas	1.231,5	1.231,5
Anticipo por compra de sociedades	2.530,6	-	Reserva legal	204,7	51,5
Propiedades, planta y equipo	16.549,3	14.508,4	Reserva facultativa	3.889,6	977,8
Activos intangibles	764,0	734,2	Resultados no asignados	(60,9)	3.065,1
Activos biológicos	1,8	1,9	Otro resultado integral	(31,8)	(31,1)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	0,1	2.578,2	Patrimonio atribuible a los propietarios	6.929,0	6.990,6
Inversiones a costo amortizado	44,7	-	Participación no controladora	1.025,4	1.390,6
Activos por impuesto diferido	798,2	52,3	Total del patrimonio	7.954,4	8.381,2
Créditos por ventas y otros créditos	1.349,2	1.228,5			
Total del activo no corriente	22.174,2	19.450,6	PASIVO		
Activos biológicos	0,2	0,2	Deudas comerciales y otras deudas	4.303,1	2.698,8
Inventarios	256,1	225,5	Préstamos	7.083,8	6.684,7
Inversiones a costo amortizado	2,2	-	Ingresos diferidos	172,5	153,8
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	2.915,5	4.081,0	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	89,9	80,0
Instrumentos financieros derivados	0,4	0,2	Planes de beneficios definidos	302,2	264,5
Créditos por ventas y otros créditos	4.954,9	4.875,5	Pasivo por impuesto diferido	694,4	591,6
Efectivo y equivalentes de efectivo	836,2	516,6	Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	391,3	271,8
Total del activo corriente	8.965,6	9.699,0	Cargas fiscales	164,1	127,5
Activos clasificados como mantenidos para la venta	2.844,6	-	Provisiones	381,9	313,8
Total del activo	33.984,4	29.149,6	Total del pasivo no corriente	13.583,2	11.186,5
			Deudas comerciales y otras deudas	6.723,9	6.652,5
			Préstamos	3.842,6	1.307,7
			Ingresos diferidos	0,8	0,8
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	818,8	887,0
			Planes de beneficios definidos	57,4	46,1
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	235,7	138,9
			Cargas fiscales	666,3	460,3
			Instrumentos financieros derivados	-	18,1
			Provisiones	101,2	70,6
			Total del pasivo corriente	12.446,8	9.581,9
			Total del pasivo	26.030,0	20.768,4
			Total del pasivo y del patrimonio	33.984,4	29.149,6

2.2 | Estado de Resultados Consolidado (AR\$ Millones)

	1er Semestre		2do Trimestre	
	2016	2015	2016	2015
Ingresos por ventas	8.382,5	3.415,4	4.170,4	1.746,9
Costo de ventas	(7.334,9)	(3.297,4)	(4.070,6)	(1.751,6)
Resultado bruto	1.047,6	118,0	99,8	(4,6)
Gastos de comercialización	(850,8)	(419,6)	(508,9)	(226,7)
Gastos de administración	(919,2)	(523,1)	(467,3)	(276,1)
Otros ingresos operativos	830,7	202,2	376,9	109,0
Otros egresos operativos	(386,2)	(224,7)	(203,5)	(130,7)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(73,6)	28,7	(43,0)	25,1
Resultado por participaciones en asociadas	(2,7)	7,5	-	5,6
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(354,1)	(811,0)	(746,0)	(498,4)
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	427,1	2.388,7	(3,9)	1.054,8
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes	81,5	186,6	-	-
Resultado operativo	154,6	1.764,2	(750,0)	556,4
Ingresos financieros	255,4	127,5	156,4	70,6
Gastos financieros	(1.420,6)	(292,9)	(774,1)	46,9
Otros resultados financieros	235,1	353,9	(174,0)	(202,3)
Resultados financieros, neto	(930,1)	188,5	(791,7)	(84,9)
Resultado antes de impuestos	(775,6)	1.952,7	(1.541,7)	471,5
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	349,4	(587,5)	442,7	(268,3)
Resultado del período	(426,1)	1.365,1	(1.099,1)	203,2
Atribuible a:				
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	<i>(60,9)</i>	<i>963,0</i>	<i>(668,4)</i>	<i>61,1</i>
<i>Participación no controladora</i>	<i>(365,3)</i>	<i>402,1</i>	<i>(430,6)</i>	<i>142,1</i>
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:				
Resultado por acción básica	(0,0359)	0,7327	(0,3942)	0,0465
Resultado por acción diluida	(0,0359)	0,6157	(0,3942)	0,0388

2.3 | Estado de Caja y Deuda Financiera (AR\$ Millones)⁶

Caja ⁽¹⁾ (al 30 de Junio de 2016)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación	1.022,8	978,7
Transmisión	0,0	0,0
Distribución	2.393,2	1.242,4
Holding y Otros	83,8	83,8
Petróleo y gas	254,1	126,0
Total	3.753,9	2.430,9

(1) Incluye Caja y Bancos e inversiones corrientes del balance consolidado.

Deudas Bancarias y Financieras (al 30 de Junio de 2016)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación	1.891,8	1.875,6
Transmisión	0,0	0,0
Distribución	3.579,3	2.175,9
Holding y Otros	206,5	206,5
Petróleo y gas	3.319,0	1.646,3
Total	8.996,7	5.904,4

⁶ El segmento de transmisión deja de consolidarse a raíz de la implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), y su resultado neto se expone en la línea de "Resultado por participación en negocios conjuntos". Para mayor información, por favor remitirse a la sección 4 de este Informe.

3. Resumen Operativo

3.1 | Segmento de Generación

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas		Térmicas				Total
	HINISA	HIDISA	CTLL ¹	CTG ²	CTP	CPB	
Capacidad instalada (MW)	265	388	645	361	30	620	2.309
Participación de mercado	0,8%	1,2%	1,9%	1,1%	0,1%	1,9%	6,9%
Primer Semestre							
Generación 6M16 (GWh)	328	266	1.705	862	82	990	4.234
Participación de mercado	0,5%	0,4%	2,5%	1,2%	0,1%	1,4%	6,1%
Ventas 6M16 (GWh)	328	266	1.705	1.122	82	991	4.495
Generación 6M15 (GWh)	205	177	1.666	1.009	95	1.635	4.789
Variación de generación 6M16 - 6M15	+59,7%	+50,5%	+2,3%	-14,6%	-13,7%	-39,4%	-11,6%
Ventas 6M15 (GWh)	206	177	1.666	1.334	95	1.637	5.115
Precio Promedio 6M16 (AR\$ / MWh)	262,4	223,5	393,5	422,1	716,1	191,9	342,5
Margen Bruto Promedio 6M16 (AR\$ / MWh)	138,1	45,8	344,1	217,6	n.d.	0,0	201,6
Margen Bruto Promedio 6M15 (AR\$ / MWh)	13,6	1,4	273,2	94,7	n.d.	62,2	135,9
Segundo Trimestre							
Generación 2T16 (GWh)	110	82	743	493	41	634	2.103
Participación de mercado	0,3%	0,2%	2,2%	1,5%	0,1%	1,9%	6,2%
Ventas 2T16 (GWh)	110	82	743	616	41	634	2.227
Generación 2T15 (GWh)	66	61	744	473	50	764	2.158
Variación de generación 2T16 - 2T15	+66,9%	+34,0%	-0,1%	+4,2%	-17,5%	-17,1%	-2,5%
Ventas 2T15 (GWh)	66	61	744	631	50	764	2.316
Precio Promedio 2T16 (AR\$ / MWh)	420,0	300,7	427,1	396,3	718,8	193,5	352,4
Margen Bruto Promedio 2T16 (AR\$ / MWh)	224,8	(26,4)	368,0	204,1	n.d.	21,1	199,2
Margen Bruto Promedio 2T15 (AR\$ / MWh)	9,1	0,2	334,1	105,5	n.d.	66,3	160,4

Nota: Margen Bruto antes de cargo por amortización y depreciación. ¹ La capacidad instalada de CTLL incluye 105 MW de la nueva turbina de gas, que comenzó operaciones en julio de 2016. ² El margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP.

La generación del 2T16 disminuyó levemente en un 2,5% con respecto al mismo período de 2015, principalmente debido a desperfectos técnicos en una de las unidades de vapor en Central Piedra Buena (“CPB”) (-130 GWh), combinado en menor medida con una menor provisión de gas por parte de CAMMESA en CTG y Central Térmica Piquirenda (“CTP”).

Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento en el despacho de nuestras unidades hidráulicas (+65 GWh) producto de mayores aportes, caudal de riego y actividad de bombeo, sumado a una mayor generación en CTG (+20 GWh).

3.2 | Segmento de Distribución

Tipo de Cliente	2016			2015			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Primer Semestre								
Residencial	4.990	44%	2.480.236	4.711	43%	2.450.863	+5,9%	+1,2%
Comercial	1.869	16%	359.969	1.856	17%	354.366	+0,7%	+1,6%
Industrias	1.872	16%	6.778	1.823	17%	6.627	+2,7%	+2,3%
Sistema de Peaje	2.052	18%	714	2.101	19%	710	-2,3%	+0,6%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	350	3%	21	346	3%	22	+1,2%	-4,5%
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	252	2%	402	201	2%	404	+25,9%	-0,5%
Total	11.385	100%	2.848.120	11.036	100%	2.812.992	+3,2%	+1,2%
Segundo Trimestre								
Residencial	2.593	45%	2.480.236	2.322	42%	2.450.863	+11,7%	+1,2%
Comercial	905	16%	359.969	904	17%	354.366	+0,1%	+1,6%
Industrias	895	16%	6.778	900	16%	6.627	-0,5%	+2,3%
Sistema de Peaje	990	17%	714	1.047	19%	710	-5,5%	+0,6%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	195	3%	21	194	4%	22	+0,9%	-4,5%
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	141	2%	402	109	2%	404	+29,7%	-0,5%
Total	5.719	100%	2.848.120	5.475	100%	2.812.992	+4,5%	+1,2%

La electricidad vendida en el segundo trimestre de 2016 aumentó un 4,5% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2015. A su vez, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 1,2%.

3.3 | Segmento de Petróleo y Gas

Producción de Petróleo y Gas	Petróleo (m3/d)					Gas (dam3/d)				
	Ysur	Petrobras	YPF	Senillosa	Total	Ysur	Petrobras	YPF	Senillosa	Total
Primer Semestre										
6M16	2,9	3,1	34,5	0,1	40,7	54,6	369,4	1.998,3	7,5	2.429,8
6M15	6,5	4,5	8,6	0,1	19,7	70,1	370,9	609,9	0,5	1.051,5
Variación	-55,8%	-29,9%	+299,6%	n.d.	+106,5%	-22,1%	-0,4%	+227,6%	n.d.	+131,1%
Segundo Trimestre										
2T16	2,6	3,8	42,5	-	48,9	53,7	375,2	2.289,6	-	2.718,6
2T15	6,3	5,0	10,7	0,1	22,0	69,2	370,0	757,1	14,7	1.210,9
Variación	-57,8%	-23,7%	+297,2%	n.d.	+122,5%	-22,4%	+1,4%	+202,4%	n.d.	+124,5%

Nota: Montos de producción ajustados por la participación en los Acuerdos de Petrolera Pampa.

Las producciones de petróleo y gas en el 2T16 aumentaron en 122,5% y 124,5%, respectivamente, respecto al mismo período del año pasado, principalmente debido a la asociación entre Petrolera Pampa e YPF.

4. Análisis de los Resultados del Segundo Trimestre de 2016 en Comparación con el Mismo Período de 2015

Ventas netas consolidadas por AR\$4.170,4 millones en el trimestre finalizado el 30 de junio de 2016, un 138,7% mayor a los AR\$1.746,9 millones del trimestre de 2015, principalmente explicado por los aumentos del 15,9% (AR\$108,0 millones) en generación, del 202,1% (AR\$1.817,6 millones) en distribución, del 257,6% (AR\$470,1 millones) en petróleo y gas, y del 79,7% (AR\$13,4 millones) en el segmento holding y otros.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$(328,2) millones en el trimestre finalizado el 30 de junio de 2016, comparado a un EBITDA ajustado positivo de AR\$853,0 millones del trimestre de 2015, explicado por reducciones de AR\$100,1 millones en transmisión, de AR\$1.630,8 millones en distribución y mayores pérdidas de AR\$46,4 millones en el segmento de holding y otros, parcialmente compensados por aumentos del 15,2% (AR\$44,9 millones) en generación y de AR\$551,1 millones en petróleo y gas.

Pérdida consolidada de AR\$1.099,1 millones en el trimestre finalizado el 30 de junio de 2016, de los cuales AR\$668,4 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$729,5 millones inferior a la ganancia registrada de AR\$61,1 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el trimestre de 2015, principalmente explicado por las pérdidas reportadas en nuestros segmentos de transmisión (AR\$43,0 millones)¹, distribución (AR\$629,0 millones) y holding y otros (AR\$207,9 millones), parcialmente compensadas por las ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación (AR\$154,7 millones), petróleo y gas (AR\$56,8 millones).

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado

En AR\$ millones	6M 16	6M 15	2T16	2T15
Resultado operativo consolidado	154,6	1.764,2	(750,0)	556,4
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	595,0	298,0	326,6	164,3
EBITDA consolidado bajo NIIF	749,6	2.062,3	(423,4)	720,7
Ajustes del segmento de generación:				
Recupero de seguros	(1,2)	-	-	-
Compensación por multas y costas por acciones legales a CTLL	(6,4)	-	(6,4)	-
Recupero de penalidades	-	(7,2)	-	(7,2)
Ajustes del segmento de transmisión:				
Acuerdo Instrumental / Convenio de Renovación	178,4	61,1	92,8	7,9
Efecto de la consolidación de las participaciones en negocios conjuntos	(37,7)	83,4	(59,7)	57,0
Resultado operativo del segmento transmisión	(135,3)	65,7	(114,9)	70,9
Depreciaciones de bienes de uso del segmento transmisión	24,0	22,4	12,1	11,3
Resultados por Proyecto Cuarta Línea	-	23,9	-	-
Resultado por participación	73,7	(28,6)	43,0	(25,1)
Ajustes del segmento de distribución:				
Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica ("PUREE") de Edenor	-	25,6	-	0,0
Cargos por mora	64,6	23,9	47,0	12,6
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes	-	(186,6)	-	-
Disminución de mutuo por mayores costos salariales/Ajuste Contable - Res. SE N° 32/15	-	(447,4)	-	17,4
Ajustes del segmento de Petróleo y Gas:				
Acuerdo de Compensación Ejecutiva	75,8	78,6	10,1	50,2
Desvalorización de pozos de Senillosa	11,5	-	11,5	-
Ajustes del segmento de holding y otros:				
Recupero de gastos	(12,2)	-	-	-
Resultado por participación en asociadas (PEPCA)	2,7	(7,5)	-	(5,6)
EBITDA ajustado consolidado	1.024,9	1.686,1	(328,2)	853,0

4.1 | Análisis del Segmento de Generación

Segmento de Generación, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	1.541,0	1.270,4	+21,3%	785,4	677,4	+15,9%
Costo de ventas	(717,1)	(629,7)	+13,9%	(388,3)	(357,5)	+8,6%
Resultado bruto	823,9	640,7	+28,6%	397,1	320,0	+24,1%
Gastos de comercialización	(15,7)	(10,4)	+51,0%	(8,7)	(5,1)	+68,3%
Gastos de administración	(195,4)	(118,2)	+65,4%	(87,6)	(55,5)	+57,8%
Otros ingresos operativos	20,8	12,6	+65,1%	16,8	12,2	+37,0%
Otros egresos operativos	(43,6)	(31,5)	+38,6%	(19,9)	(13,6)	+45,7%
Resultado operativo	590,0	493,4	+19,6%	297,6	257,9	+15,4%
Ingresos financieros	187,2	117,8	+58,9%	110,4	65,3	+69,2%
Gastos financieros	(298,2)	(166,1)	+79,5%	(170,4)	(85,9)	+98,3%
Otros resultados financieros	134,3	(57,8)	NA	28,5	(43,4)	NA
Resultado antes de impuestos	613,3	387,2	+58,4%	266,2	193,8	+37,4%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(172,9)	(107,1)	+61,4%	(85,9)	(61,3)	+40,1%
Resultado del período	440,5	280,1	+57,3%	180,3	132,5	+36,1%
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	381,2	258,1	+47,7%	154,7	121,6	+27,2%
Participación no controladora	59,2	22,0	+169,0%	25,6	10,9	+134,6%
EBITDA ajustado	668,6	567,4	+17,8%	339,5	294,6	+15,2%

- En el segundo trimestre del 2016 el margen bruto de generación fue de AR\$397,1 millones, 24,1% mayor con respecto al mismo período del 2015, principalmente debido a la actualización del esquema remunerativo por la aplicación de la Res. SEE N° 22/16 a partir de febrero 2016, a la devaluación en el tipo de cambio nominal con impacto en nuestros contratos de Energía Plus y Resolución SE N° 220/07, y a menores pérdidas por compra de gas por un aumento en el precio reconocido por CAMMESA al gas cedido en CTG. Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por mayores costos laborales, gastos por servicios del mantenimiento programado en CPB y menor generación de energía.
- Los costos netos operativos aumentaron 16,2% con respecto al 2T15, principalmente debido a mayores costos laborales.
- Los resultados financieros netos tuvieron una menor pérdida por AR\$32,6 millones con respecto al segundo trimestre de 2015, registrando una pérdida en el 2T16 de AR\$31,5 millones, principalmente debido a mayores ganancias por resultados y diferencia de cambio por tenencia de instrumentos financieros, compensado por mayores pérdidas en intereses financieros y diferencia de cambio, producto de la devaluación de la moneda local con respecto al Dólar estadounidense.
- El EBITDA ajustado aumentó un 15,2% con respecto al segundo trimestre de 2015, principalmente por la mejor remuneración de precios, devaluación del Peso y reconocimiento de mayor precio al gas cedido, parcialmente compensado por mayores costos laborales y menor generación de energía. El EBITDA ajustado no incluye montos no recurrentes como recupero de seguros y penalidades y compensación por arbitraje con Isolux.

4.2 | Análisis del Segmento de Transmisión

Segmento de Transmisión, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	349,2	412,0	-15,2%	161,6	252,0	-35,9%
Costo de ventas	(390,6)	(283,1)	+38,0%	(219,6)	(147,3)	+49,1%
Resultado bruto	(41,5)	128,9	NA	(58,0)	104,8	NA
Gastos de administración	(86,2)	(56,7)	+52,0%	(52,7)	(30,8)	+71,1%
Otros ingresos operativos	0,0	0,2	-99,0%	-	0,0	-100,0%
Otros egresos operativos	(7,6)	(6,7)	+14,8%	(4,2)	(3,1)	+35,4%
Resultado operativo	(135,3)	65,7	NA	(114,9)	70,9	NA
Ingresos financieros	74,9	90,5	-17,2%	27,4	39,6	-30,8%
Gastos financieros	(42,8)	(29,5)	+44,9%	(21,5)	(15,9)	+34,9%
Otros resultados financieros	(109,4)	(34,0)	+221,6%	(17,1)	(16,3)	+4,9%
Resultado antes de impuestos	(212,6)	92,7	NA	(126,1)	78,3	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	72,7	(33,5)	NA	43,1	(27,8)	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	(139,9)	59,2	NA	(83,0)	50,4	NA
Ajuste participación no controladora en negocios conjuntos	66,2	(30,6)	NA	39,9	(25,3)	NA
Resultado del período	(73,7)	28,6	NA	(43,0)	25,1	NA
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	(73,7)	28,6	NA	(43,0)	25,1	NA
Participación no controladora	-	-	NA	-	-	NA
EBITDA ajustado	67,0	173,0	-61,3%	(10,0)	90,1	NA

- El segundo trimestre del 2016 incluye ventas por AR\$47,7 millones correspondientes a la aplicación de los Acuerdos Instrumentales y Convenios de Renovación firmados con SE y ENRE, mientras que en el mismo período de 2015 en dicho rubro se devengaron AR\$177,6 millones.
- La pérdida operativa de nuestro segmento de transmisión se incrementó AR\$185,8 millones con respecto al segundo trimestre de 2015, principalmente como consecuencia de mayores costos laborales, cuyo aumento fue superior al de los ingresos provenientes del Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental.
- Los resultados financieros, netos, registraron una pérdida de AR\$11,2 millones en el 2T16. La disminución de AR\$18,6 millones comparada con el segundo trimestre de 2015 responde principalmente a un menor devengamiento de intereses en el 2T16 correspondientes a la aplicación de los Acuerdos Instrumentales y Convenios de Renovación por AR\$5,5 millones, en comparación con AR\$27,2 millones devengados en el mismo período de 2015. Asimismo, se registraron mayores costos por intereses financieros y mayores pérdidas por diferencia de cambio netos, producto de la devaluación del Peso con respecto al Dólar estadounidense, moneda en la que está denominada la deuda financiera de Transener.
- El EBITDA ajustado incluye la diferencia entre los desembolsos percibidos y los montos devengados como ingresos por ventas del crédito con CAMMESA correspondientes al Acuerdo Instrumental, por AR\$92,8 millones en el 2T16, en comparación con AR\$7,9 millones registrados en el 2T15.

4.3 | Análisis del Segmento de Distribución

Segmento de Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	5.707,1	1.868,0	+205,5%	2.717,0	899,4	+202,1%
Costo de ventas	(5.945,9)	(2.533,8)	+134,7%	(3.300,6)	(1.302,9)	+153,3%
Resultado bruto	(238,8)	(665,8)	-64,1%	(583,6)	(403,5)	+44,6%
Gastos de comercialización	(762,1)	(366,7)	+107,8%	(473,7)	(195,3)	+142,5%
Gastos de administración	(506,0)	(309,3)	+63,6%	(274,6)	(171,0)	+60,6%
Otros ingresos operativos	38,3	44,6	-14,1%	24,7	17,6	+40,3%
Otros egresos operativos	(264,9)	(156,7)	+69,1%	(143,7)	(92,4)	+55,5%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	0,0	0,0	NA	0,0	0,0	NA
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(1.733,4)	(1.453,9)	+19,2%	(1.450,8)	(844,6)	+71,8%
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	427,1	2.388,7	-82,1%	(3,9)	1.054,8	NA
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	81,5	186,6	-56,3%	-	-	NA
Resultado operativo	(1.224,7)	1.121,3	NA	(1.454,7)	210,2	NA
Ingresos financieros	90,6	37,6	+140,7%	64,5	19,5	+229,9%
Gastos financieros	(784,2)	(21,0)	NA	(392,0)	188,2	NA
Otros resultados financieros	(310,8)	(80,8)	+284,4%	17,8	(23,3)	NA
Resultado antes de impuestos	(2.229,1)	1.057,1	NA	(1.764,4)	394,6	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	710,3	(451,0)	NA	621,4	(200,0)	NA
Resultado del periodo	(1.518,7)	606,1	NA	(1.143,0)	194,6	NA
<i>Atribuible a:</i>						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	(944,2)	254,8	NA	(629,0)	71,1	NA
<i>Participación no controladora</i>	(574,5)	351,2	NA	(513,9)	123,5	NA
EBITDA ajustado	(986,7)	675,6	NA	(1.319,4)	311,4	NA

- En el 2T16 las ventas netas aumentaron un 202,1% con respecto al 2T15, principalmente debido a la implementación del aumento tarifario para los clientes no encuadrados dentro de la medida cautelar⁷. Asimismo, en el 2T16 hubo mayores ventas físicas de electricidad y se devengaron mayores montos destinados al FOCEDE, registrando durante el 2T16 AR\$351,3 millones.
- Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron en 114,3% con respecto al 2T15, principalmente debido al aumento de penalidades por el incremento de tarifa, el cual no fue ajustado positivamente por la proporción de clientes con tarifa sin aumento, sumado a mayores costos salariales y honorarios a terceros. Las compras de energía aumentaron un 204,4% con respecto al 2T15, debido al incremento del precio estacional por la implementación de la Res. MEyM N° 6/16 para los clientes que no se encuadran en la medida cautelar.
- El resultado operativo disminuyó en AR\$1.664,9 millones con respecto al 2T15, principalmente debido a que el aumento de costos operativos fue mayor que la aplicación de las Res. SE N° 32/15, 250/12 y MEyM 7/16.
- En el 2T16, los resultados financieros netos disminuyeron en AR\$494,1 millones a una pérdida de AR\$309,7 millones, principalmente debido a mayores intereses comerciales por la deuda con CAMMESA, sumado a mayores pérdidas por diferencia de cambio netos e intereses de pasivos financieros, producto de la devaluación del Peso con respecto al Dólar estadounidense, moneda de pago de las obligaciones negociables de Edenor. Dichos efectos fueron parcialmente compensados con una mayor ganancia por tenencia de instrumentos financieros.
- El EBITDA ajustado en el 2T16 de nuestro segmento de distribución incluye cargos por mora de AR\$47,0 millones, mientras que en el 2T15 incluye AR\$12,6 millones de cargos por mora y un ajuste positivo por única vez de AR\$17,4 millones de ganancia contable por mayores costos salariales.

⁷ Para mayor información, ver el punto 1.7 de este Informe.

4.4 | Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	1.129,7	311,4	+262,7%	652,6	182,5	+257,6%
Costo de ventas	(704,2)	(188,9)	+272,7%	(390,4)	(115,7)	+237,3%
Resultado bruto	425,5	122,5	+247,3%	262,2	66,7	+292,9%
Gastos de comercialización	(73,0)	(42,5)	+71,8%	(26,5)	(26,2)	+1,1%
Gastos de administración	(100,8)	(54,2)	+86,0%	(32,7)	(30,7)	+6,4%
Otros ingresos operativos	752,4	144,9	NA	332,1	78,9	NA
Otros egresos operativos	(65,7)	(34,8)	+88,8%	(30,7)	(23,2)	+32,4%
Resultado operativo	938,4	135,9	NA	504,4	65,5	NA
Ingresos financieros	0,2	0,5	-56,7%	-	0,5	-100,0%
Gastos financieros	(370,5)	(130,3)	+184,4%	(199,0)	(71,6)	+177,8%
Otros resultados financieros	(111,0)	65,5	NA	(112,6)	20,0	NA
Resultado antes de impuestos	457,1	71,7	NA	192,8	14,4	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(159,4)	(14,3)	NA	(78,2)	0,8	NA
Resultado del período	297,7	57,4	NA	114,6	15,2	NA
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	147,7	28,5	NA	56,8	7,5	NA
Participación no controladora	150,0	28,9	NA	57,7	7,7	NA
EBITDA ajustado	1.360,4	291,9	NA	715,6	164,4	NA

- En el 2T16 el margen bruto de nuestro segmento petróleo y gas aumentó 292,9% con respecto al mismo período del 2015, principalmente debido a mayores ventas de gas producto de nuestra asociación con YPF en el Área Rincón del Mangrullo (+202,4%) y al efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal en el precio de venta, parcialmente compensado por mayores costos de amortización de pozos, producción y transporte de gas y regalías.
- En el rubro de otros ingresos operativos, el incremento de la ganancia de AR\$253,2 millones corresponde principalmente a un aumento de la compensación adicional recibida a través del Programa de Inyección Excedente Resolución N° 1/13.
- En el 2T16, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron AR\$260,4 millones a una pérdida de AR\$311,5 millones, principalmente debido a mayores pérdidas por intereses de pasivos financieros y diferencia de cambio netos producto de la devaluación del Peso con respecto al Dólar estadounidense.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó AR\$551,1 millones en el 2T16, principalmente por el mayor volumen de ventas y el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta. El EBITDA ajustado no considera el acuerdo de compensación para ciertos ejecutivos y desvalorizaciones de pozos como consecuencia de la baja presión y producción de los pozos en el área Senillosa.

4.5 | Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	49,7	29,3	+70,0%	30,2	16,8	+79,7%
Costo de ventas	(1,8)	(1,4)	+30,7%	(0,8)	(1,1)	-26,4%
Resultado bruto	48,0	27,9	+71,9%	29,4	15,7	+86,8%
Gastos de comercialización	(0,0)	(0,0)	NA	(0,0)	0,0	NA
Gastos de administración	(127,9)	(48,7)	+162,5%	(77,7)	(22,3)	+248,0%
Otros ingresos operativos	19,1	0,1	NA	3,2	0,1	NA
Otros egresos operativos	(12,0)	(1,8)	NA	(9,2)	(1,4)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	(2,7)	7,5	NA	-	5,6	-100,0%
Resultado operativo	(75,4)	(15,0)	NA	(54,2)	(2,2)	NA
Ingresos financieros	4,4	11,0	-59,6%	1,1	6,0	-81,9%
Gastos financieros	5,2	(15,0)	NA	(32,4)	(4,6)	NA
Otros resultados financieros	522,5	427,1	+22,3%	(107,8)	(155,6)	-30,7%
Resultado antes de impuestos	456,7	408,1	+11,9%	(193,3)	(156,4)	+23,6%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(28,6)	(15,1)	+89,6%	(14,6)	(7,9)	+85,0%
Resultado del período	428,1	393,0	+8,9%	(207,9)	(164,2)	+26,6%
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	428,1	393,0	+8,9%	(207,9)	(164,2)	+26,6%
Participación no controladora	-	-	NA	-	-	NA
EBITDA ajustado	(84,4)	(21,8)	+287,2%	(53,9)	(7,5)	NA

- En el 2T16 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó 86,8% con respecto al mismo período del 2015, principalmente debido a mayores *fees* cobrados a nuestras subsidiarias.
- El resultado operativo se disminuyó en AR\$52,0 millones, registrando una pérdida de AR\$54,2 millones, principalmente debido a mayores costos de honorarios de terceros y laborales.
- Las pérdidas por resultados financieros netos disminuyeron en AR\$15,1 millones, arrojando una pérdida para el 2T16 de AR\$139,1 millones, principalmente debido a mayor ganancia por diferencia de cambio y resultado por tenencia de instrumentos financieros.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros decreció AR\$46,4 millones en el 2T16, principalmente debido a que la velocidad de aumento de costos fue mayor que los ingresos.

4.6 | Análisis del Semestre por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	Primer Semestre 2016				Primer Semestre 2015			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación								
Diamante	56,0%	4,7	(10,5)	20,2	56,0%	(5,3)	(30,1)	2,5
Los Nihuiles	47,0%	35,6	(43,6)	72,4	47,0%	(4,5)	(22,9)	30,8
CPB	100,0%	(60,9)	379,6	(112,1)	100,0%	68,7	104,3	34,9
CTG	90,4%	213,1	41,6	123,9	90,4%	95,6	171,9	47,0
CTLL ¹	100,0%	480,8	911,0	308,4	100,0%	390,5	933,5	139,1
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		(4,7)	(409,1)	(31,6)		22,4	(486,4)	3,7
Subtotal Generación		668,6	869,0	381,2		567,4	670,3	258,1
Segmento de Transmisión								
Transener	26,3%	138,5	1.211,9	(271,4)	26,3%	350,7	747,7	117,5
Ajuste consolidación 50% ³		(69,2)	(606,0)	135,7		(175,4)	(373,9)	(58,8)
Ajustes y eliminaciones ³		(2,2)	(16,4)	62,0		(2,3)	(23,2)	(30,2)
Subtotal Transmisión		67,0	589,6	(73,7)		173,0	350,7	28,6
Segmento de Distribución								
Edenor ¹	51,5%	(981,9)	521,2	(1.185,5)	51,5%	678,7	494,8	724,7
EASA ¹	100,0%	13,3	1.945,0	(329,9)	100,0%	8,0	1.135,9	(115,4)
Ajustes y eliminaciones ³		(18,1)	(1.280,1)	571,2		(11,1)	(1.072,1)	(354,5)
Subtotal Distribución		(986,7)	1.186,2	(944,2)		675,6	558,5	254,8
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,6%	1.360,4	3.065,0	297,7	49,7%	291,9	905,0	57,4
Ajustes y eliminaciones ³		-	-	(150,0)		-	-	(28,9)
Subtotal Petróleo y Gas		1.360,4	3.065,0	147,7		291,9	905,0	28,5
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía (Individual) ¹	100,0%	(72,2)	2.222,4	(154,8)	100,0%	(18,2)	635,4	(97,1)
Otras compañías y eliminaciones ³		(12,2)	(2.099,8)	582,8		(3,6)	(506,9)	490,1
Subtotal Holding y Otros		(84,4)	122,7	428,1		(21,8)	128,5	393,0
Eliminaciones		-	(589,6)	-		-	(350,7)	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios de la Compañía		1.024,9	5.242,8	(60,9)		1.686,1	2.262,3	963,0
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		751,7	3.473,4	(60,9)		1.130,3	1.583,6	963,0

¹ Montos no consolidados. ² La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. ³ Las eliminaciones de deuda neta corresponden a intercompañías y recompras de deuda, y en el caso de Transener a la eliminación del 50% de dicha deuda puesto que se consolida proporcionalmente. Las eliminaciones de resultado neto corresponden principalmente a participaciones no controladoras. ⁴ CTLL, EASA y Pampa Energía (individual) no incluyen resultados de sus subsidiarias.

4.7 | Análisis del Trimestre por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	Segundo Trimestre 2016				Segundo Trimestre 2015			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación								
Diamante	56,0%	(5,1)	(10,5)	2,0	56,0%	(1,9)	(30,1)	2,5
Los Nihuiles	47,0%	22,3	(43,6)	37,3	47,0%	(1,4)	(22,9)	15,7
CPB	100,0%	(20,3)	379,6	(55,9)	100,0%	34,5	104,3	15,2
CTG	90,4%	111,3	41,6	51,2	90,4%	54,6	171,9	34,9
CTLL ¹	100,0%	234,1	911,0	131,0	100,0%	218,7	933,5	69,3
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		(2,8)	(409,1)	(10,9)		(9,9)	(486,4)	(16,0)
Subtotal Generación		339,5	869,0	154,7		294,6	670,3	121,6
Segmento de Transmisión								
Transener	26,3%	(17,8)	1.211,9	(159,2)	26,3%	182,3	747,7	99,3
Ajuste consolidación 50% ³		8,9	(606,0)	79,6		(91,1)	(373,9)	(49,7)
Ajustes y eliminaciones ³		(1,1)	(16,4)	36,6		(1,1)	(23,2)	(24,6)
Subtotal Transmisión		(10,0)	589,6	(43,0)		90,1	350,7	25,1
Segmento de Distribución								
Edenor ¹	51,5%	(1.319,8)	521,2	(1.060,4)	51,5%	313,0	494,8	254,9
EASA ¹	100,0%	9,5	1.945,0	(80,8)	100,0%	4,1	1.135,9	(58,5)
Ajustes y eliminaciones ³		(9,1)	(1.280,1)	512,2		(5,7)	(1.072,1)	(125,2)
Subtotal Distribución		(1.319,4)	1.186,2	(629,0)		311,4	558,5	71,1
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,6%	715,6	3.065,0	114,6	49,7%	164,4	905,0	15,2
Ajustes y eliminaciones ³		0,0	-	(57,7)		-	-	(7,7)
Subtotal Petróleo y Gas		715,6	3.065,0	56,8		164,4	905,0	7,5
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía (Individual) ¹	100,0%	(44,7)	2.222,4	(241,0)	100,0%	(5,7)	635,4	(46,1)
Otras compañías y eliminaciones ³		(9,2)	(2.099,8)	33,1		(1,7)	(506,9)	(118,1)
Subtotal Holding y Otros		(53,9)	122,7	(207,9)		(7,5)	128,5	(164,2)
Eliminaciones		-	(589,6)	-		-	(350,7)	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios de la Compañía		(328,2)	5.242,8	(668,4)		853,0	2.262,3	61,1
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		(60,0)	3.473,4	(668,4)		575,5	1.583,6	61,1

¹ Montos no consolidados. ² La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. ³ Las eliminaciones de deuda neta corresponden a intercompañías y recompras de deuda, y en el caso de Transener a la eliminación del 50% de dicha deuda puesto que se consolida proporcionalmente. Las eliminaciones de resultado neto corresponden principalmente a participaciones no controladoras. ⁴ CTLL, EASA y Pampa Energía (individual) no incluyen resultados de sus subsidiarias.

5. Información sobre la Conferencia Telefónica

Se llevará a cabo una conferencia telefónica conjunta con Edenor, para analizar los resultados del segundo trimestre de 2016 el viernes 12 de agosto de 2016 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 11.00 a.m. de Buenos Aires.

El Sr. Leandro Montero, Director de Finanzas y Control de Edenor y la Srta. 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. También habrá una transmisión de audio 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