

Resultados del período de seis meses y trimestre finalizado el 30 de junio de 2015

Pampa Energía S.A. (en adelante “Pampa” o la “Compañía”) anuncia los resultados correspondientes al período de seis meses y trimestre finalizado el 30 de junio de 2015.

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:

Ricardo Torres
Co - Gerente General

Gustavo Mariani
Co - Gerente General

Mariano Batistella
Gerente de Proyectos Especiales,
Planeamiento y Relación con Inversores

Lida Wang
Responsable de Relación con Inversores
y Proyectos Especiales

Tel: +54 (11) 4809-9500

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

Pampa Energía S.A., la empresa integrada de electricidad más grande de Argentina, que a través de sus subsidiarias participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad, como también en el transporte y producción de gas natural, anuncia los resultados correspondientes al período de seis meses y trimestre finalizado el 30 de junio de 2015:

Ventas netas consolidadas por AR\$3.457,6 millones¹ en el semestre finalizado el 30 de junio de 2015, un 18,4% mayor a los AR\$2.921,4 millones del mismo período de 2014, principalmente explicado por los aumentos del 25,2% (AR\$263,8 millones) en generación, del 6,5% (AR\$114,8 millones) en distribución y del 137,2% (AR\$180,1 millones) en petróleo y gas, parcialmente compensados por una disminución del 3,3% (AR\$1,0 millones) en el segmento holding y otros.

EBITDA ajustado² consolidado de AR\$1.693,3 millones en el semestre finalizado el 30 de junio de 2015, comparado AR\$27,1 millones del mismo período de 2014, explicado por aumentos de AR\$125,4 millones en generación, AR\$1.368,2 millones en distribución y AR\$196,0 millones en petróleo y gas, parcialmente compensados por disminuciones de AR\$12,0 millones y AR\$11,4 millones en los segmentos de transmisión y holding y otros, respectivamente.

Ganancia consolidada de AR\$1.365,1 millones en el semestre finalizado el 30 de junio de 2015, de los cuales AR\$963,0 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a una pérdida de AR\$80,4 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el mismo período de 2014, explicado por las ganancias en los segmentos de generación (AR\$258,1 millones), transmisión (AR\$28,6 millones), distribución (AR\$254,8 millones), petróleo y gas (AR\$28,5 millones) y holding y otros (AR\$393,0 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 PUREE, 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 2015³

Ventas netas consolidadas por AR\$1.757,7 millones en el segundo trimestre de 2015, un 18,0% superior a los AR\$1.489,9 millones registrados en el mismo período de 2014, explicado por aumentos del 20,7% (AR\$117,8 millones) de las ventas en el segmento de generación, 5,5% (AR\$46,7 millones) en distribución, 163,5% (AR\$113,2 millones) en petróleo y gas y 19,8% (AR\$2,8 millones) en holding y otros.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$860,2 millones, comparado a la pérdida de AR\$63,4 millones registrada en el mismo período de 2014, explicado por incrementos de AR\$17,3 millones en generación, AR\$798,3 millones en distribución, AR\$110,7 millones en petróleo y gas y menores pérdidas de AR\$0,4 millones en holding y otros, parcialmente compensados por una reducción de AR\$3,0 millones en el segmento de transmisión.

Ganancia neta consolidada de AR\$203,2 millones, de los cuales AR\$61,1 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a los AR\$309,7 millones del mismo período de 2014, explicado por ganancias de AR\$121,6 millones en generación, AR\$25,1 millones en transmisión, AR\$71,1 millones en distribución y AR\$7,5 millones en petróleo y gas, parcialmente compensadas por una pérdida de AR\$164,2 millones en el segmento de holding y otros.

³ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014 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 2015 y 2014, y los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2015 y de 2014.

1. Hechos Relevantes

1.1 | Hechos Relevantes Referentes a Central Térmica Loma de la Lata (“CTLL”)

1.1.1 *Laudo Arbitral*

Con fecha 19 de junio de 2015, CTLL fue notificada del laudo arbitral que resuelve el conflicto que mantuvo con Isolux Corsan Argentina S.A., Tecna Estudio y Proyectos de Ingeniería S.A., Isolux Corsan Argentina S.A. - Tecna Estudio y Proyectos de Ingeniería S.A. Unión Transitoria de Empresas, Isolux Ingeniería S.A., Tecna Proyectos y Operaciones S.A. e Isolux Ingeniería S.A. - Tecna Proyectos y Operaciones S.A. Unión Temporal de Empresas (las “Contratistas”), suscitado en virtud de la obra de ampliación a ciclo combinado de CTLL y cuya resolución fuera sometida a la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (el “Tribunal Arbitral”).

En particular, el Tribunal Arbitral reconoció ciertos incumplimientos contractuales por parte de las Contratistas, condenándolas a abonar de forma solidaria a favor de CTLL la suma de US\$49,3 millones en concepto de resarcimiento por daños y perjuicios.

Luego de compensar ciertos créditos y débitos recíprocos entre las partes, el saldo pendiente por parte de las Contratistas a favor de CTLL en virtud del laudo corresponde a la suma de US\$15,1 millones.

1.1.2 *Emisión de Bonos de Carbono (“CERs”)*

Con fecha 26 de mayo de 2015, CTLL fue notificada por el Secretariado de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (“UNFCCC”) de la emisión de CERs pertenecientes al proyecto de cierre de ciclo combinado bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, por un monto de 299.052 CERs. El mencionado proyecto cuenta con registración a partir del 11 de marzo de 2013, y permitirá a CTLL emitir anualmente un aproximado de 650.000 CERs durante 7 años, prolongable hasta totalizar un período de 21 años.

1.1.3 *Emisión de Obligaciones Negociables (“ONs”) Clase C*

Con fecha 6 de agosto de 2015 CTLL emitió bajo el Programa de ONs simples por hasta U\$350 millones o su equivalente en otras monedas las ONs Clase C, por un valor nominal de AR\$258 millones, con pago de capital en una cuota a los 21 meses contados desde la fecha de emisión. Los intereses serán pagaderos trimestralmente y devengarán en dos tramos: el primero a una tasa fija de 27,75% los primeros 6 meses contados desde la fecha de emisión y el segundo a la tasa Badlar Privada más un margen de 450 puntos básicos los restantes 15 meses. Los fondos netos provenientes de la colocación serán utilizados para precancelar parcialmente el préstamo sindicado contraído por CTLL en noviembre de 2014.

1.2 | Resolución SE N° 482/15: Actualización del Esquema Remunerativo de Generación Eléctrica

Con fecha 10 de julio de 2015, la Secretaría de Energía (“SE”) emitió la Resolución SE N° 482/15, donde actualiza retroactivamente las remuneraciones de generación eléctrica a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015.

Asimismo, la Resolución N° 482/15 también incorpora cargos remunerativos a los motores de combustión interna, remuneraciones por mantenimientos no recurrentes para las generadoras hidroeléctricas y un concepto adicional denominado Recurso para las Inversiones del FONINVEMEM 2015-

2018. Los fondos obtenidos bajo este último concepto deben ser utilizados exclusivamente en proyectos que cuentan con la aprobación previa de la SE.

Por último la Resolución N° 482/15 agrega un régimen de incentivos basado en la producción de energía, como también apunta a premiar la eficiencia operativa.

1.3 | Hechos Relevantes Referentes a Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“Edenor”)

1.3.1 *Mutuo para el Plan de Inversiones Extraordinarias*

Con fecha 10 de junio de 2015, el contrato de mutuo para el Plan de Inversiones Extraordinarias de Edenor fue extendido por instrucción de la SE a CAMMESA, por un monto adicional AR\$460,1 millones. Al 30 de junio de 2015, la deuda bajo este concepto asciende a AR\$753,2 millones, de los cuales AR\$677,8 millones corresponden al capital y AR\$75,4 millones a intereses devengados.

1.3.2 *Acuerdo de Incremento Salarial*

El 8 de junio de 2015 se celebró un acuerdo entre el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, el Sindicato de Luz y Fuerza Capital Federal, la Asociación del Personal Superior de empresas de energía y Edenor, mediante el cual se estableció un aumento salarial en partes equivalente al 29,7% durante el período de mayo 2015 a abril 2016, y del 11,9% correspondiente al período de mayo 2016 a octubre 2016.

La mencionada resolución se hace extensiva a los contratistas cuyos trabajadores se encuentren encuadrados en el convenio colectivo de trabajo de las mencionadas asociaciones gremiales.

1.4 | Aumento Tarifario para el Transporte de Gas en Transportadora de Gas del Sur (“TGS”)

El 8 de junio de 2015 el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) publicó la Resolución N° 3.347/15, en la cual otorga a TGS un aumento tarifario al transporte de gas y al Cargo de Acceso y Uso del 44,3% y del 73,1%, respectivamente, ambos aumentos retroactivos a mayo de 2015.

1.5 | Hechos Relevantes Referentes a Petrolera Pampa S.A. (“Petrolera Pampa”)

1.5.1 *Ampliación de la Asociación entre Petrolera Pampa e YPF S.A (“YPF”) en el Área Rincón del Mangrullo (el “Área”)*

El 27 de mayo de 2015, Petrolera Pampa e YPF acordaron modificar ciertos términos y condiciones del Acuerdo de Inversión suscripto el pasado 6 de noviembre, principalmente con el objeto de adicionar ciertas inversiones a las ya comprometidas y con efecto retroactivo a enero de 2015.

Las principales modificaciones al Acuerdo son las siguientes:

- i.** La incorporación de otras formaciones no incluidas anteriormente al Acuerdo, quedando excluidas las formaciones Vaca Muerta y Quintuco;
- ii.** Petrolera Pampa tendrá el derecho a la producción de todos los pozos existentes en el Área, debiendo afrontar todas las inversiones en instalaciones de superficie, las cuales están estimadas en US\$75 millones para el período 2015 y 2016, así como los costos incurridos en la operación del Área, todo ello en función a su porcentaje de participación;

- iii. Petrolera Pampa invertirá US\$22,5 millones en pozos de la formación Mulichinco y/o inversiones de superficie adicionales para el período 2016 y 2017. Asimismo, en conjunto con YPF, Petrolera Pampa ampliará el plan de perforaciones en la misma formación para el corriente año 2015 en aproximadamente US\$70 millones; y
- iv. Petrolera Pampa realizará inversiones en pozos exploratorios en la formación Lajas, las cuales están estimadas en US\$34 millones para el período 2016-2017.

De esta manera, el compromiso de inversión de Petrolera Pampa en el Área para el período 2014-2017 superaría los US\$350 millones. Al 30 de junio de 2015, bajo este acuerdo se hallaban perforados 52 pozos e invertidos US\$165 millones.

1.5.2 Préstamo Sindicado de Petrolera Pampa

Con fecha 27 de julio de 2015, Petrolera Pampa suscribió un contrato de préstamo sindicado, por AR\$765 millones, con el consorcio compuesto por el Banco Hipotecario, BACS Banco de Crédito y Securitización, ICBC Argentina y Citibank Argentina. Los principales términos y condiciones son:

- Amortización: 10 cuotas trimestrales y consecutivas, con 15 meses de gracia contados desde la fecha de desembolso. Las primeras dos cuotas serán por el 5,25% del capital, la tercera por el 7,5% del capital, la cuarta por el 11,5% y a partir de la quinta cuota inclusive y hasta la décima por el 11,75% del capital; y
- Tasa de Interés: Badlar privada corregida más un margen de 5,75% por un monto de AR\$615 millones, y tasa fija del 30% por un monto de AR\$150 millones, ambos tramos pagaderos trimestralmente.

Los fondos netos provenientes del préstamo sindicado serán aplicados a las erogaciones previstas en virtud del Acuerdo de inversión con YPF, mencionado en el punto 1.5.1 de este Informe de Resultados.

2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 | Balance General Consolidado (AR\$ Millones)

	Al 30.06.15	Al 31.12.14		Al 30.06.15	Al 31.12.14
ACTIVO			PATRIMONIO		
Participaciones en negocios conjuntos	247,0	226,9	Capital social	1.314,3	1.314,3
Participaciones en asociadas	140,6	133,2	Prima de emisión	347,1	343,0
Propiedades, planta y equipo	11.073,6	9.218,1	Reserva legal	51,5	14,3
Activos intangibles	857,7	872,4	Reserva facultativa	977,8	271,8
Activos biológicos	1,9	1,9	Reserva opciones de directores	266,1	266,1
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.318,4	963,0	Resultados no asignados	963,0	743,2
Inversiones a costo amortizado	39,8	-	Otro resultado integral	(32,0)	(32,2)
Activos por impuesto diferido	66,0	93,7	Patrimonio atribuible a los propietarios	3.887,8	2.920,4
Créditos por ventas y otros créditos	1.061,5	954,8	Participación no controladora	1.031,0	633,4
Total del activo no corriente	14.806,4	12.464,0	Total del patrimonio	4.918,9	3.553,8
Activos biológicos	0,0	0,2	PASIVO		
Inventarios	181,1	135,6	Deudas comerciales y otras deudas	2.463,9	1.909,4
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	2.057,1	1.028,6	Préstamos	4.002,8	3.731,3
Inversiones a costo amortizado	0,9	-	Ingresos diferidos	127,0	109,1
Créditos por ventas y otros créditos	3.430,7	2.896,8	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	75,1	62,9
Efectivo y equivalentes de efectivo	244,7	335,2	Planes de beneficios definidos	220,0	196,6
Total del activo corriente	5.914,6	4.396,4	Pasivo por impuesto diferido	517,2	470,6
Total del activo	20.721,0	16.860,4	Cargas fiscales	343,7	274,7
			Provisiones	147,6	119,5
			Total del pasivo no corriente	7.897,4	6.873,9
			Deudas comerciales y otras deudas	5.143,4	4.536,5
			Préstamos	1.280,6	839,3
			Ingresos diferidos	0,8	0,8
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	718,2	725,3
			Planes de beneficios definidos	41,5	26,8
			Cargas fiscales	666,6	231,9
			Instrumentos financieros derivados	17,8	47,9
			Provisiones	35,8	24,2
			Total del pasivo corriente	7.904,7	6.432,6
			Total del pasivo	15.802,1	13.306,6
			Total del pasivo y del patrimonio	20.721,0	16.860,4

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

	1er Semestre		2do Trimestre	
	2015	2014	2015	2014
Ingresos por ventas	3.457,6	2.921,4	1.757,7	1.489,9
Costo de ventas	(3.339,6)	(2.813,9)	(1.762,3)	(1.495,4)
Resultado bruto	118,0	107,5	(4,6)	(5,5)
Gastos de comercialización	(419,6)	(315,7)	(226,7)	(160,8)
Gastos de administración	(523,1)	(366,8)	(276,1)	(203,8)
Otros ingresos operativos	202,2	114,8	109,0	74,5
Otros egresos operativos	(224,7)	(167,5)	(130,7)	(106,9)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	28,7	(2,7)	25,1	22,7
Resultado por participaciones en asociadas	7,5	(2,0)	5,6	5,5
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(811,0)	(632,3)	(498,4)	(374,2)
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	2.388,7	-	1.054,8	-
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	186,6	735,5	-	735,5
Resultado operativo	1.764,2	103,2	556,4	361,3
Ingresos financieros	128,9	194,1	72,0	147,3
Gastos financieros	(292,9)	(558,5)	46,9	(303,7)
Otros resultados financieros	352,5	(202,0)	(203,8)	98,8
Resultados financieros, neto	188,5	(566,4)	(84,9)	(57,6)
Resultado antes de impuestos	1.952,7	(463,2)	471,5	303,7
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	(587,5)	68,0	(268,3)	20,8
Resultado del periodo	1.365,1	(395,2)	203,2	324,6
Atribuible a:				
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	963,0	(80,4)	61,1	309,7
<i>Participación no controladora</i>	402,1	(314,8)	142,1	14,9
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:				
Resultado por acción básica	0,7327	(0,0612)	0,0465	0,2356
Resultado por acción diluida	0,6152	(0,0612)	0,0388	0,2149

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	553	361	30	620	2.217
Participación de mercado	0,8%	1,2%	1,8%	1,1%	0,1%	2,0%	7,1%
Período de Seis Meses							
Generación 6M2015 (GWh)	205	177	1.666	1.009	95	1.635	4.789
Participación de mercado	0,3%	0,3%	2,5%	1,5%	0,1%	2,4%	7,1%
Ventas 6M2015 (GWh)	206	177	1.666	1.334	95	1.637	5.115
Generación 6M2014 (GWh)	183	142	1.909	764	66	1.588	4.652
Variación de generación 6M2015 - 6M2014	+12,5%	+24,4%	-12,7%	+32,1%	+44,6%	+3,0%	+2,9%
Ventas 6M2014 (GWh)	205	165	1.984	1.070	66	1.632	5.122
Precio Promedio 6M2015 (AR\$ / MWh)	173,3	168,9	313,0	301,1	582,6	148,4	251,6
Margen Bruto Promedio 6M2015 (AR\$ / MWh)	13,6	1,4	273,2	86,7	n.d.	62,2	133,7
Margen Bruto Promedio 6M2014 (AR\$ / MWh)	5,0	(1,9)	191,5	73,3	n.d.	47,9	105,8
Segundo Trimestre							
Generación 2T15 (GWh)	66	61	744	473	50	764	2.158
Participación de mercado	0,2%	0,2%	2,3%	1,5%	0,2%	2,3%	6,6%
Ventas 2T15 (GWh)	66	61	744	631	50	764	2.316
Generación 2T14 (GWh)	55	35	964	298	26	862	2.240
Variación de generación 2T15 - 2T14	+20,8%	+73,2%	-22,8%	+59,0%	+88,3%	-11,4%	-3,7%
Ventas 2T14 (GWh)	64	43	988	455	26	874	2.449
Precio Promedio 2T15 (AR\$ / MWh)	269,3	251,6	374,6	324,5	578,6	172,6	292,4
Margen Bruto Promedio 2T15 (AR\$ / MWh)	9,1	0,2	334,1	76,7	n.d.	66,3	152,0
Margen Bruto Promedio 2T14 (AR\$ / MWh)	(35,9)	(60,9)	205,1	96,5	n.d.	86,3	130,5

Nota: Margen Bruto antes de cargo por amortización y depreciación. ¹ La capacidad instalada de CTLL incluye 178 MW del cierre de ciclo combinado, que comenzó operaciones comerciales el 1 de noviembre de 2011 por 165 MW. ² Debido a la fusión de CTG con EGSSA y EGSSA Holding, el margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP.

La generación del 2T15 disminuyó un 3,7% con respecto al mismo período de 2014, principalmente debido a mantenimientos programados y faltas de combustible en CPB y CTLL (-318 GWh), parcialmente compensado por una mayor provisión de gas en CTG y CTP (+199 GWh), sumado a un aumento en el despacho de nuestras unidades hidroeléctricas (+37 GWh) producto de mayores aportes y caudal de riego en la zona.

3.2 | Segmento de Distribución

Tipo de Cliente	2015			2014			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Período de Seis Meses								
Residencial	4.711	43%	2.450.863	4.502	43%	2.429.998	+4,6%	+0,9%
Comercial	1.856	17%	354.366	1.698	16%	346.786	+9,3%	+2,2%
Industrias	1.823	17%	6.627	1.656	16%	6.443	+10,1%	+2,9%
Sistema de Peaje	2.101	19%	710	2.111	20%	678	-0,5%	+4,7%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	346	3%	22	342	3%	22	+1,2%	-
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	201	2%	404	199	2%	394	+0,7%	+2,5%
Total	11.036	100%	2.812.992	10.507	100%	2.784.321	+5,0%	+1,0%
Segundo Trimestre								
Residencial	2.322	42%	2.450.863	2.283	43%	2.429.998	+1,7%	+0,9%
Comercial	904	17%	354.366	855	16%	346.786	+5,7%	+2,2%
Industrias	900	16%	6.627	831	16%	6.443	+8,3%	+2,9%
Sistema de Peaje	1.047	19%	710	1.033	19%	678	+1,4%	+4,7%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	194	4%	22	190	4%	22	+1,9%	-
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	109	2%	404	112	2%	394	-3,0%	+2,5%
Total	5.475	100%	2.812.992	5.304	100%	2.784.321	+3,2%	+1,0%

La electricidad vendida en el segundo trimestre de 2015 aumentó un 3,2% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2014. A su vez, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 1,0%.

3.3 | Segmento de Petróleo y Gas

Producción de Petróleo y Gas	Petróleo (m3/d)				Gas (dam3/d)			
	Apache	Petrobras	YPF	Total	Apache	Petrobras	YPF	Total
Período de Seis Meses								
6M15	6,5	4,5	8,6	19,7	70,1	370,9	609,9	1.051,0
6M14	10,5	3,3	-	13,8	99,0	364,5	-	463,6
<i>Variación 6M15 - 6M14</i>	-37,8%	+36,2%	n.d.	+42,5%	-29,2%	+1,8%	n.d.	+126,7%
Segundo Trimestre								
2T15	6,3	5,0	10,7	21,9	69,2	370,0	757,1	1.196,3
2T14	9,6	4,0	-	13,6	97,9	368,7	-	466,6
<i>Variación 2T15 - 2T14</i>	-35,1%	+25,0%	n.d.	+61,1%	-29,2%	+0,3%	n.d.	+156,4%

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

Las producciones de petróleo y de gas aumentaron en el 2T15 respecto al mismo período del año pasado en 61,1% y 156,4%, respectivamente, principalmente debido a la asociación entre Petrolera Pampa e YPF.

4. Análisis de los Resultados del Segundo Trimestre de 2015 en Comparación con el Mismo Período de 2014

Ventas netas consolidadas por AR\$1.757,7 millones en el segundo trimestre de 2015, un 18,0% superior a los AR\$1.489,9 millones registrados en el mismo período de 2014, explicado por aumentos del 20,7% (AR\$117,8 millones) de las ventas en el segmento de generación, 5,5% (AR\$46,7 millones) en distribución, 163,5% (AR\$113,2 millones) en petróleo y gas y 19,8% (AR\$2,8 millones) en holding y otros.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$860,2 millones, comparado a la pérdida de AR\$63,4 millones registrada en el mismo período de 2014, explicado por incrementos de AR\$17,3 millones en generación, AR\$798,3 millones en distribución, AR\$110,7 millones en petróleo y gas y menores pérdidas de AR\$0,4 millones en holding y otros, parcialmente compensados por una reducción de AR\$3,0 millones en el segmento de transmisión.

Ganancia neta consolidada de AR\$203,2 millones, de los cuales AR\$61,1 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a los AR\$309,7 millones del mismo período de 2014, explicado por ganancias de AR\$121,6 millones en generación, AR\$25,1 millones en transmisión, AR\$71,1 millones en distribución y AR\$7,5 millones en petróleo y gas, parcialmente compensadas por una pérdida de AR\$164,2 millones en el segmento de holding y otros.

Cálculo del EBITDA Consolidado Ajustado

El siguiente cuadro muestra en detalle los ajustes y conciliaciones para el cálculo del EBITDA consolidado ajustado:

En AR\$ millones	6M 15	6M 14	2T15	2T14
Resultado operativo consolidado	1.764,2	103,2	556,4	361,3
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	298,0	205,1	164,3	102,3
EBITDA consolidado bajo NIIF	2.062,3	308,3	720,7	463,6
Ajustes del segmento de generación:				
Indemnización del seguro a CTLL	-	(0,1)	-	-
Recupero de impuesto sobre los ingresos brutos	-	(37,9)	-	(37,9)
Ajustes del segmento de transmisión:				
Acuerdo Instrumental / Convenio de Renovación	61,1	97,0	7,9	34,8
Efecto de la consolidación de las participaciones en negocios conjuntos	83,4	91,1	57,0	35,8
<i>Resultado operativo del segmento transmisión</i>	65,7	34,7	70,9	34,5
<i>Depreciaciones de bienes de uso del segmento transmisión</i>	22,4	21,5	11,3	10,8
<i>Resultados por Proyecto Cuarta Línea</i>	23,9	32,2	-	13,1
<i>Resultado por participación</i>	(28,6)	2,8	(25,1)	(22,6)
Ajustes del segmento de distribución:				
Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica ("PUREE") de Edenor	25,6	224,7	-	114,3
Cargos por mora	23,9	20,9	12,6	10,4
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	(186,6)	(735,5)	-	(735,5)
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	78,6	56,7	50,2	56,7
Ajustes del segmento de holding y otros:				
Resultado por participación en asociadas (PEPCA)	(7,5)	2,0	(5,6)	(5,5)
EBITDA ajustado consolidado	1.693,3	27,1	860,2	(63,4)

4.1 | Análisis del Segmento de Generación

Segmento de Generación, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	1.312,6	1.048,8	+25,2%	688,2	570,4	+20,7%
Costo de ventas	(671,9)	(558,2)	+20,4%	(368,2)	(278,3)	+32,3%
Resultado bruto	640,7	490,6	+30,6%	320,0	292,0	+9,6%
Gastos de comercialización	(10,4)	(6,7)	+54,7%	(5,1)	10,3	NA
Gastos de administración	(118,2)	(84,9)	+39,1%	(55,5)	(43,5)	+27,8%
Otros ingresos operativos	12,6	58,4	-78,4%	12,2	43,8	-72,1%
Otros egresos operativos	(31,5)	(35,1)	-10,4%	(13,6)	(12,0)	+13,4%
Resultado operativo	493,4	422,3	+16,8%	257,9	290,7	-11,3%
Ingresos financieros	118,6	68,1	+74,1%	66,1	30,5	+116,9%
Gastos financieros	(166,1)	(129,4)	+28,3%	(85,9)	(59,3)	+44,9%
Otros resultados financieros	(58,7)	(265,7)	-77,9%	(44,2)	(17,5)	+152,3%
Resultado antes de impuestos	387,2	95,2	NA	193,8	244,3	-20,7%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(107,1)	29,6	NA	(61,3)	(18,4)	+233,0%
Resultado del período	280,1	124,8	+124,4%	132,5	225,9	-41,3%
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	258,1	113,9	+126,7%	121,6	212,8	-42,9%
Participación no controladora	22,0	11,0	+100,5%	10,9	13,1	-16,9%
EBITDA ajustado	574,6	449,2	+27,9%	301,8	284,5	+6,1%

- En el segundo trimestre del 2015 el margen bruto de generación fue de AR\$320,0 millones, 9,6% mayor con respecto al mismo período del 2014, principalmente debido a la actualización del esquema remunerativo por la aplicación de la Resolución SE N° 482/2015⁴ y al efecto de la variación en el tipo de cambio nominal con impacto en nuestros contratos de Energía Plus y Resolución SE N° 220/07, parcialmente compensados por un menor despacho de energía total (-82 GWh).
- Los costos netos operativos aumentaron en 53,9% con respecto al 2T14, principalmente debido al mayor consumo y costo del gas en pesos producto de la variación del tipo de cambio nominal, y al aumento de costos operativos y laborales.
- Las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron AR\$17,7 millones con respecto al segundo trimestre de 2014, registrando una pérdida en el 2T15 de AR\$64,1 millones, principalmente debido a pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros e intereses por pasivos financieros, parcialmente compensados por menores pérdidas por diferencia de cambio neto.
- El EBITDA ajustado aumentó un 6,1% con respecto al segundo trimestre de 2014, principalmente por la mejor remuneración de la Resolución SE N° 482/15 y al efecto de la variación del tipo de cambio en nuestros contratos de energía con remuneración diferenciada, parcialmente compensados por mayores costos operativos y menor despacho de energía.

⁴ Para mayor información, ver el punto 1.2 de este Informe.

4.2 | Análisis del Segmento de Transmisión

Segmento de Transmisión, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	412,0	311,9	+32,1%	252,0	169,9	+48,4%
Costo de ventas	(285,5)	(227,7)	+25,4%	(149,7)	(112,7)	+32,8%
Resultado bruto	126,5	84,1	+50,3%	102,3	57,2	+79,0%
Gastos de administración	(54,3)	(39,3)	+38,2%	(28,4)	(20,7)	+36,9%
Otros ingresos operativos	0,2	-	NA	0,0	-	NA
Otros egresos operativos	(6,7)	(10,6)	-37,1%	(3,1)	(2,1)	+45,9%
Resultado operativo	65,7	34,3	+91,8%	70,9	34,3	+106,5%
Ingresos financieros	90,5	112,0	-19,2%	39,6	57,9	-31,6%
Gastos financieros	(29,5)	(27,7)	+6,8%	(15,9)	(14,2)	+12,5%
Otros resultados financieros	(34,0)	(109,4)	-68,9%	(16,3)	(8,9)	+84,0%
Resultado antes de impuestos	92,7	9,3	NA	78,3	69,2	+13,1%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(33,5)	(11,9)	+182,1%	(27,8)	(24,5)	+13,7%
Resultado por operaciones continuas	59,2	(2,6)	NA	50,4	44,7	+12,7%
Ajuste participación no controladora en negocios conjuntos	(30,6)	(0,2)	NA	(25,3)	(22,1)	+14,7%
Resultado del período	28,6	(2,8)	NA	25,1	22,6	+10,8%
<i>Atribuible a:</i>						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	28,6	(2,8)	NA	25,1	22,6	+10,8%
<i>Participación no controladora</i>	-	-	NA	-	-	NA
EBITDA ajustado	173,0	185,0	-6,5%	90,1	93,1	-3,3%

- El segundo trimestre del 2015 incluye ventas por AR\$177,6 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 2014 en dicho rubro se devengaron AR\$104,0 millones.
- La ganancia operativa de nuestro segmento de transmisión aumentó 106,5% (AR\$36,5 millones) con respecto al segundo trimestre de 2014, principalmente como consecuencia de un mayor reconocimiento del retroactivo por el Acuerdo Instrumental, parcialmente compensado con menores ingresos por servicios no regulados y mayores costos laborales.
- La menor ganancia de AR\$27,5 millones en resultados financieros netos comparada con el segundo trimestre de 2014 responde principalmente a un menor devengamiento de intereses en el 2T15 correspondientes a la aplicación de los Acuerdos Instrumentales y Convenios de Renovación por AR\$27,2 millones, en comparación con AR\$38,1 millones devengados en el mismo período de 2014, parcialmente compensado por menores pérdidas por diferencia de cambio neto.
- El EBITDA ajustado incluye la diferencia entre los desembolsos percibidos y los montos devengados como ingresos por venta del crédito con CAMMESA correspondientes al Acuerdo Instrumental, por AR\$7,9 millones en el 2T15 vs. AR\$34,8 millones en el 2T14. Cabe destacar que a partir del 1 de enero de 2015 Transener dejó de devengar ingresos financieros recurrentes por el canon retroactivo de la Cuarta Línea (AR\$13,1 millones en el 2T14), solicitando al ENRE la adecuación del concepto de operación y mantenimiento del mismo, el cual se registra en la línea de ventas.

4.3 | Análisis del Segmento de Distribución

Segmento de Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	1.868,0	1.753,2	+6,5%	899,4	852,7	+5,5%
Costo de ventas	(2.533,8)	(2.230,6)	+13,6%	(1.302,9)	(1.197,8)	+8,8%
Resultado bruto	(665,8)	(477,4)	+39,5%	(403,5)	(345,1)	+16,9%
Gastos de comercialización	(366,7)	(280,3)	+30,8%	(195,3)	(147,2)	+32,7%
Gastos de administración	(309,3)	(208,8)	+48,1%	(171,0)	(116,3)	+47,1%
Otros ingresos operativos	44,6	16,6	+168,8%	17,6	8,5	+108,3%
Otros egresos operativos	(156,7)	(108,8)	+44,0%	(92,4)	(72,7)	+27,2%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	0,0	0,0	-75,2%	0,0	0,0	-75,2%
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(1.453,9)	(1.058,7)	+37,3%	(844,6)	(672,8)	+25,5%
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	2.388,7	-	NA	1.054,8	-	NA
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	186,6	735,5	-74,6%	-	735,5	-100,0%
Resultado operativo	1.121,3	(323,1)	NA	210,2	62,8	+234,9%
Ingresos financieros	37,6	148,3	-74,6%	19,5	127,9	-84,7%
Gastos financieros	(21,0)	(389,3)	-94,6%	188,2	(219,1)	NA
Otros resultados financieros	(80,8)	(427,0)	-81,1%	(23,3)	(29,5)	-20,8%
Resultado antes de impuestos	1.057,1	(991,1)	NA	394,6	(57,9)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(451,0)	44,0	NA	(200,0)	29,9	NA
Resultado del período	606,1	(947,1)	NA	194,6	(28,0)	NA
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	254,8	(615,5)	NA	71,1	(38,9)	NA
Participación no controladora	351,2	(331,7)	NA	123,5	10,8	NA
EBITDA ajustado	675,6	(692,6)	NA	311,4	(486,9)	NA

- En el 2T15 las ventas netas aumentaron un 5,5% con respecto al 2T14, principalmente debido a mayores ventas físicas de electricidad y por la instrumentación de la Resolución ENRE N° 347/2012, por la cual durante el 2T15 Edenor cobró un monto de AR\$117,2 millones.
- Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron en 19,9% con respecto al 2T14, principalmente debido al aumento de costos operativos, salariales y honorarios a terceros. Las compras de energía en el 2T15 aumentaron un 1,7% con respecto al 2T14.
- El resultado operativo aumentó en AR\$147,4 millones con respecto al 2T14, principalmente por la aplicación de la Res. SE N° 32/15, la cual devengó ingresos a cuenta de una futura Revisión Tarifaria Integral por AR\$1.054,8 millones: AR\$942,1 millones corresponden a ingresos adicionales por diferencias entre cuadros tarifarios, AR\$130,0 millones del PUREE y AR\$17,4 millones de ajuste contable por reconocimiento por única vez de mayores costos salariales. Dichos aumentos fueron parcialmente compensados con un aumento de los costos operativos.
- En el 2T15, los resultados financieros netos aumentaron en AR\$305,1 millones registrando una ganancia de AR\$184,4 millones, principalmente debido a menores pérdidas por diferencia de cambio y a menor devengamiento de intereses comerciales de la deuda con CAMMESA.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de distribución en el 2T15 incluye cargos por mora por AR\$12,6 millones y un ajuste por la disminución del mutuo por mayores costos salariales de la Res. SE N° 32/15 por AR\$17,4 millones. El EBITDA ajustado del 2T14 incluye un ajuste de AR\$114,3 millones en concepto de PUREE (antes registrado como pasivo) y AR\$10,4 millones de cargos por mora.

4.4 | Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	311,4	131,3	+137,2%	182,5	69,3	+163,5%
Costo de ventas	(188,9)	(61,7)	+206,2%	(115,7)	(32,5)	+256,2%
Resultado bruto	122,5	69,6	+76,0%	66,7	36,8	+81,5%
Gastos de comercialización	(42,5)	(28,6)	+48,4%	(26,2)	(23,9)	+10,0%
Gastos de administración	(54,2)	(37,4)	+44,9%	(30,7)	(25,2)	+21,9%
Otros ingresos operativos	144,9	39,5	+267,0%	78,9	22,1	+257,5%
Otros egresos operativos	(34,8)	(23,0)	+51,2%	(23,2)	(21,9)	+6,2%
Resultado operativo	135,9	20,0	NA	65,5	(12,1)	NA
Ingresos financieros	1,2	4,3	-72,6%	1,1	3,6	-68,0%
Gastos financieros	(130,3)	(64,7)	+101,4%	(71,6)	(37,4)	+91,3%
Otros resultados financieros	64,9	47,2	+37,5%	19,4	13,4	+45,1%
Resultado antes de impuestos	71,7	6,9	NA	14,4	(32,6)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(14,3)	4,9	NA	0,8	14,4	-94,5%
Resultado del período	57,4	11,8	NA	15,2	(18,1)	NA
<i>Atribuible a:</i>						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	28,5	5,9	NA	7,5	(9,1)	NA
<i>Participación no controladora</i>	28,9	5,9	NA	7,7	(9,1)	NA
EBITDA ajustado	291,9	95,9	+204,3%	164,4	53,7	+206,2%

- Desde el 2T15, en cumplimiento con los normas NIIF, desagregamos este segmento que denominamos petróleo y gas, compuesto enteramente por nuestra subsidiaria Petrolera Pampa.
- En el 2T15 el margen bruto de nuestro segmento petróleo y Gas aumentó 81,5% con respecto al mismo período del 2014, principalmente debido a mayores ventas de gas producto de nuestra asociación con YPF en el Área Rincón del Mangrullo (+173,4%) y al efecto de la variación 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, la ganancia de AR\$76,6 millones corresponde principalmente a un aumento de la compensación adicional recibida a través del Programa de Inyección Excedente Resolución N° 1/2013.
- En el 2T15, la pérdida por resultados financieros netos aumentó en AR\$30,6 millones, principalmente debido a mayores pérdidas por intereses de pasivos financieros, parcialmente compensado por una mayor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó AR\$110,7 millones en el 2T15, 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.

4.5 | Análisis del Segmento Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	1er Semestre			2do Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	29,3	30,3	-3,3%	16,8	14,0	+19,8%
Costo de ventas	(1,4)	(1,5)	-9,6%	(1,1)	(1,3)	-20,7%
Resultado bruto	27,9	28,8	-3,0%	15,7	12,7	+24,1%
Gastos de comercialización	(0,0)	(0,0)	-63,4%	0,0	(0,0)	NA
Gastos de administración	(48,7)	(39,3)	+24,0%	(22,3)	(20,6)	+8,5%
Otros ingresos operativos	0,1	0,3	-49,5%	0,1	0,2	-5,4%
Otros egresos operativos	(1,8)	(0,6)	+198,8%	(1,4)	(0,3)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	7,5	(2,0)	NA	5,6	5,5	+1,6%
Resultado operativo	(15,0)	(12,8)	+17,1%	(2,2)	(2,5)	-13,2%
Ingresos financieros	11,0	4,7	+131,8%	6,0	2,2	+175,7%
Gastos financieros	(15,0)	(7,0)	+115,6%	(4,6)	(4,8)	-3,9%
Otros resultados financieros	427,1	443,5	-3,7%	(155,6)	132,4	NA
Resultado antes de impuestos	408,1	428,5	-4,8%	(156,4)	127,3	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(15,1)	(10,5)	+44,2%	(7,9)	(5,1)	+55,6%
Resultado del período	393,0	418,1	-6,0%	(164,2)	122,2	NA
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	393,0	418,1	-6,0%	(164,2)	122,2	NA
Participación no controladora	-	-	NA	-	-	NA
EBITDA ajustado	(21,8)	(10,4)	+110,1%	(7,5)	(7,8)	-4,5%

- Desde el 2T15, en cumplimiento con los normas NIIF, nuestra subsidiaria Petrolera Pampa dejó de pertenecer a este segmento, reportando al segmento de Gas y Petróleo.
- En el segundo trimestre de 2015, el margen bruto del segmento holding y otros arrojó un aumento del 24,1% con respecto al 2T14, principalmente debido a mayores fees cobrados a nuestras subsidiarias, parcialmente compensado por mayores costos laborales.
- Los resultados financieros netos disminuyeron AR\$284,0 millones, arrojando una pérdida para el 2T15 de AR\$154,2 millones, principalmente debido a pérdidas por la tenencia de CIESA (AR\$190,7 millones), parcialmente compensado por mayores ganancias netas de diferencia de cambio.
- El EBITDA ajustado del segmento holding y otros no incluye el resultado por participación en asociadas, derivado de nuestra participación a través de PEPCA S.A. en el 10% de Compañía de Inversiones de Energía S.A. (“CIESA”), compañía controladora de TGS.

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

Subsidiaria	Primer Semestre 2015				Primer Semestre 2014			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación								
Diamante	56,0%	(5,3)	(30,1)	2,5	56,0%	(5,6)	(36,9)	8,2
Los Nihuiles	47,0%	(4,5)	(22,9)	30,8	47,0%	(0,7)	(21,9)	12,6
CPB	100,0%	68,7	185,7	34,9	100,0%	67,2	59,2	115,4
CTG	90,4%	96,7	171,9	47,0	90,4%	56,2	144,3	6,7
CTLL ¹	100,0%	397,7	1.571,1	139,1	100,0%	330,2	1.324,8	(13,3)
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		21,4	(486,4)	3,7		1,8	(99,2)	(15,7)
Subtotal Generación		574,6	1.389,4	258,1		449,2	1.370,2	113,9
Segmento de Transmisión								
Transener	26,3%	350,7	747,7	117,5	26,3%	373,3	874,8	(4,0)
Ajuste consolidación 50% ²		(175,4)	(373,9)	(58,8)		(186,7)	(437,4)	2,0
Ajustes y eliminaciones ³		(2,3)	(23,2)	(30,2)		(1,7)	(21,4)	(0,8)
Subtotal Transmisión		173,0	350,7	28,6		185,0	416,0	(2,8)
Segmento de Distribución								
Edenor ¹	51,5%	678,7	494,8	724,7	51,5%	(680,4)	1.224,5	(722,8)
EASA ¹	100,0%	8,0	1.135,9	(115,4)	100,0%	(1,7)	917,3	(220,2)
Ajustes y eliminaciones ³		(11,1)	(1.072,1)	(354,5)		(10,5)	(843,0)	327,6
Subtotal Distribución		675,6	558,5	254,8		(692,6)	1.298,8	(615,5)
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,7%	291,9	905,0	57,4	50,0%	95,9	98,8	11,8
Ajustes y eliminaciones ³		-	-	(28,9)		-	-	(5,9)
Subtotal Petróleo y Gas		291,9	905,0	28,5		95,9	98,8	5,9
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía (Individual)	100,0%	(18,2)	635,4	(97,1)	100,0%	(7,2)	521,6	(102,8)
Otras compañías y eliminaciones ³		(3,6)	(506,9)	490,1		(3,2)	(596,6)	520,9
Subtotal Holding y Otros		(21,8)	128,5	393,0		(10,4)	(75,0)	418,1
Eliminaciones		-	(350,7)	-		-	(416,0)	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios de la Compañía		1.693,3	2.981,4	963,0		27,1	2.692,8	(80,4)
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		1.137,4	2.302,7	963,0		224,4	2.067,0	(80,4)

¹ Montos no consolidados. ² La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 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, Edenor y EASA no incluyen resultados de sus subsidiarias.

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

Subsidiaria	Segundo Trimestre 2015				Segundo Trimestre 2014			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación								
Diamante	56,0%	(1,9)	(30,1)	2,5	56,0%	(4,5)	(36,9)	0,9
Los Nihuiles	47,0%	(1,4)	(22,9)	15,7	47,0%	(4,8)	(21,9)	4,0
CPB	100,0%	34,5	185,7	15,2	100,0%	69,2	59,2	85,9
CTG	90,4%	34,8	171,9	15,2	90,4%	32,8	144,3	8,5
CTLL ¹	100,0%	225,9	1.571,1	69,3	100,0%	190,8	1.324,8	106,6
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		9,8	(486,4)	3,8		1,0	(99,2)	6,9
Subtotal Generación		301,8	1.389,4	121,6		284,5	1.370,2	212,8
Segmento de Transmisión								
Transener	26,3%	182,3	747,7	99,3	26,3%	187,7	874,8	88,8
Ajuste consolidación 50% ³		(91,1)	(373,9)	(49,7)		(93,8)	(437,4)	(44,4)
Ajustes y eliminaciones ³		(1,1)	(23,2)	(24,6)		(0,7)	(21,4)	(21,8)
Subtotal Transmisión		90,1	350,7	25,1		93,1	416,0	22,6
Segmento de Distribución								
Edenor ¹	51,5%	313,0	494,8	254,9	51,5%	(479,4)	1.224,5	15,8
EASA ¹	100,0%	4,1	1.135,9	(58,5)	100,0%	(2,3)	917,3	(42,0)
Ajustes y eliminaciones ³		(5,7)	(1.072,1)	(125,2)		(5,2)	(843,0)	(12,6)
Subtotal Distribución		311,4	558,5	71,1		(486,9)	1.298,8	(38,9)
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,7%	164,4	905,0	15,2	50,0%	53,7	98,8	(18,1)
Ajustes y eliminaciones ³		-	-	(7,7)		0,0	-	9,1
Subtotal Petróleo y Gas		164,4	905,0	7,5		53,7	98,8	(9,1)
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía (Individual)	100,0%	(5,8)	635,4	(46,1)	100,0%	(2,0)	521,6	(34,7)
Otras compañías y eliminaciones ³		(1,7)	(506,9)	(118,1)		(5,8)	(596,6)	157,0
Subtotal Holding y Otros		(7,5)	128,5	(164,2)		(7,8)	(75,0)	122,2
Eliminaciones		-	(350,7)	-		-	(416,0)	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios de la Compañía		860,2	2.981,4	61,1		(63,4)	2.692,8	309,7
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		584,6	2.302,7	61,1		102,1	2.067,0	309,7

¹ Montos no consolidados. ² La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 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, Edenor y EASA 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 2015 el jueves 13 de agosto de 2015 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 el Sr. Mariano Batistella, Gerente de Proyectos Especiales, Planeamiento y 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 (877) 317-6776 desde los Estados Unidos, o desde cualquier otro país al +1 (412) 317-6776. 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 sociedad
podrá encontrarla en:**

www.pampaenergia.com/ri

www.cnv.gob.ar