

Informe de Resultados Junio 2021



Pampa Energía, empresa privada con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina, anuncia los resultados correspondientes al semestre y trimestre finalizado el 30 de junio de 2021.

Buenos Aires, 11 de agosto de 2021

Información accionaria



Bolsas y
Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital emitido neto de recompras y reducciones al 10 de agosto de 2021:

1.387,6 millones acciones
ordinarias/55,5 millones de ADSs

Capitalización bursátil:

AR\$156 mil millones/
US\$877 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora: viernes 13 de
agosto 10.00 a.m. de Nueva York/
11.00 a.m. de Buenos Aires

Link de acceso:

bit.ly/Pampa2Q21VideoCall

Para más información de Pampa

- Correo electrónico:
investor@pampaenergia.com
- Página web dedicada a
inversores:
ri.pampaenergia.com
- Comisión Nacional de Valores:
www.argentina.gob.ar/cnv
- Securities and
Exchange Commission:
sec.gov

Bases de presentación

La información financiera de Pampa adopta el US\$ como moneda funcional y está expresada en AR\$ al TCN transaccional. No obstante, Transener, TGS y Refinor de nuestro segmento holding y otros reportan en moneda local y por ende, sus cifras están ajustadas por inflación al 30 junio de 2021, con excepción de los períodos anteriores ya reportados.

Principales resultados del trimestre¹

Aumento interanual del 68% en las ventas, registrando US\$346 millones² en el 2T21, explicado por mayores precios y volúmenes realizados de hidrocarburos y productos petroquímicos, el nuevo CC en CTGEBa y el incremento retroactivo a febrero 2021 en la remuneración de la energía base, parcialmente compensados por el efecto de la devaluación real sobre las ventas en *spot*.

		2T21	2T20	Variación
Electricidad	Generación (GWh)	3.808	3.461	+10%
	Margen bruto (US\$/MWh)	35,0	36,6	-4%
Hidrocarburos	Producción (miles de boe/día)	47,7	43,7	+9%
	Producción de gas sobre total	90%	91%	-1%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	3,9	2,0	+99%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)	57,7	20,8	+177%
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	76	52	+46%
	Precio promedio (US\$/ton)	1.285	741	+73%

79% de incremento interanual en el EBITDA ajustado³, registrando US\$241 millones en el 2T21, explicado por aumentos de US\$67 millones en petróleo y gas, US\$25 millones en generación, US\$12 millones en petroquímica y US\$2 millones en holding y otros.

Pampa registró una ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$70 millones, US\$66 millones superior al 2T20, principalmente debido a la mejora en el margen operativo, compensado por mayores pérdidas en operaciones discontinuadas y cargo por impuesto a las ganancias en 2T21.

La deuda neta consolidada descendió a US\$1.042 millones al 30 de junio del 2021, marcando la continua reducción en comparación a los US\$1.148 millones registrados a fin de 2020.

¹ La información está basada en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina. Sólo se consideran operaciones continuas.

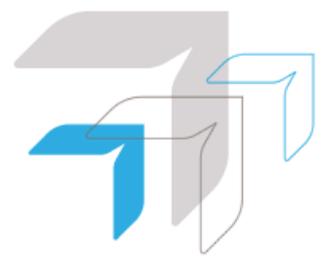
² No incluye ventas de las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS a nuestra tenencia por US\$110 millones, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados antes de resultados financieros, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, VPP y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF e incluye EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas. Para más información, ver la sección 3 de este Informe.



Índice

Bases de presentación.....	1
Principales resultados del trimestre.....	1
1. Hechos relevantes.....	3
1.1 Segmento de petróleo y gas	3
1.2 Segmento de generación.....	3
1.3 Negocios regulados	4
1.4 Otras novedades.....	5
2. Indicadores financieros relevantes	6
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado	6
2.2 Estado de resultados consolidado	7
2.3 Estado de caja y deuda financiera	7
2.4 Recompra de instrumentos financieros propios	10
3. Análisis de los resultados del 2T21	11
3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado	11
3.2 Análisis del segmento de generación de energía.....	12
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas.....	14
3.4 Análisis del segmento de petroquímica.....	17
3.5 Análisis del segmento de holding y otros.....	18
3.6 Análisis del semestre, por subsidiaria y segmento	20
3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento	21
4. Anexo	22
4.1 Generación de energía por central.....	22
4.2 Producción de petróleo y gas por bloque	23
4.3 Segmento de distribución de energía, discontinuado.....	23
5. Glosario de términos	24



1. Hechos relevantes

1.1 Segmento de petróleo y gas

Récord de máxima producción de gas natural en El Mangrullo

En concordancia con nuestro compromiso de producción bajo el Plan Gas.Ar, en mayo de 2021 simultáneamente con el inicio del período invernal, logramos incrementar la capacidad de procesamiento en 1 millón de m³/día en El Mangrullo, principal bloque gasífero de Pampa, mediante la instalación de una planta de producción temporaria.

Como resultado, el 26 de julio de 2021 alcanzamos una producción récord de 6,4 millones de m³/día en dicho bloque, lo cual representó un crecimiento del 42% respecto del promedio del 2020 y el triple de la producción promedio del 2016.

El Mangrullo es uno de los mayores bloques gasíferos en Cuenca Neuquina y posee una superficie de casi 200 km², con acceso a las formaciones Mulichinco y Agrio (arenas compactas o *tight gas*), y Vaca Muerta (*shale gas*). Pampa opera y posee el 100% de la concesión de exploración y explotación hasta el año 2053.

Autorización para exportar gas a Chile

En mayo de 2021 Pampa obtuvo permisos para exportar gas a Chile en condición firme por un volumen máximo de 1,5 millones de m³/día para el período del 1 de octubre de 2021 – 1 de mayo de 2022.

1.2 Segmento de generación

Actualización de la remuneración para la energía base (spot o sin contrato)

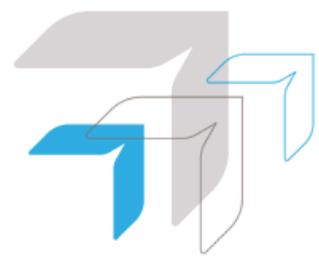
Mediante la Res. SE N° 440/21 emitida el 21 de mayo de 2021, se incrementó un 29% en promedio al esquema remunerativo establecido en la Res. SE N° 31/20 para la energía base, retroactivo a febrero de 2021. Asimismo, dicha resolución dejó sin efecto el mecanismo de ajuste automático.

Siniestro en CTGEB A

El 31 de mayo de 2021 se produjo un siniestro en la turbina de gas GEBATG03, parte del nuevo ciclo combinado de CTGEB A. Consecuentemente, la capacidad de generación del ciclo combinado se vio reducida en aproximadamente un 50%. Pampa, junto al fabricante de la turbina Siemens, realizaron los trabajos necesarios para el desarme y reparación de la falla, finalizados exitosamente en julio de 2021. Asimismo, la Sociedad se encuentra realizando las presentaciones necesarias ante las compañías aseguradoras para recibir las indemnizaciones por los daños sufridos por la falla y minimizar las pérdidas económicas derivadas del incumplimiento de los compromisos de disponibilidad.

Habilitación comercial de los motores MAN en CTLL

CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la unidad LDLMDI01 por 15 MW de potencia a partir de las 0 horas del 3 de agosto de 2021. La unidad está conformada por dos motogeneradores a gas marca MAN, remunerada como energía base bajo la Res. SE N° 440/21. De esta manera, la capacidad total operada de Pampa a la fecha asciende a 4.970 MW, posicionándose como la mayor operadora privada del sistema argentino.



Vencimiento del PPA en CTP

Luego de haber cumplido los 10 años de duración contractual del PPA bajo Res. SE N° 220/07, los 30 MW de capacidad instalada de CTP comenzaron a ser remunerados como energía base bajo la Res. SE N° 440/21 a partir de las 0 horas del 15 de julio de 2021.

1.3 Negocios regulados

Venta del paquete accionario controlante de Edenor: cierre de transacción

El 30 de junio de 2021 se transfirió la totalidad de las acciones Clase A, representativas del 51% del capital social y votos de Edenor que tenía Pampa a Empresa de Energía del Cono Sur S.A., produciéndose el cierre de la operación y por ende, el cambio de accionista controlante en Edenor. Dicha venta fue anunciada por Pampa el 28 de diciembre de 2020, aprobada por la Asamblea de la Sociedad el 17 de febrero de 2021 y aprobada por el ENRE en la Res. N° 207/21 del 24 de junio de 2021. A la fecha, la tenencia accionaria directa de Pampa asciende a 4,1% sobre el capital social emitido de Edenor.

Asimismo, del precio de venta acordado, solo resta cobrar el tercer y último hito de US\$40 millones, financiado a un año desde el día del cierre a una tasa fija anual del 10% pagaderos trimestralmente, excepto en los supuestos de compensación o prepago anticipado, de acuerdo al contrato de compraventa.

La venta de nuestra participación controlante en Edenor reafirma nuestros esfuerzos centrados en la expansión de generación eléctrica eficiente y el desarrollo de reservas de gas natural, pilares fundamentales para alcanzar la sostenibilidad energética del país.

TGS: cuadros tarifarios

Mediante la Res. Conjunta ME & ENARGAS N° 1/21 y Res. ENARGAS N° 149/21 del 2 de junio de 2021, se estableció un régimen tarifario de transición, manteniendo sin variaciones los cuadros tarifarios de TGS vigentes desde abril de 2019. Asimismo, en tanto no esté vigente el acuerdo de renegociación definitivo, los ajustes tarifarios serán establecidos recién a partir del 1 de abril de 2022.

Por otro lado, durante la vigencia de dicho régimen, no se contempla un plan de inversiones obligatorias y dispone la prohibición de distribuir dividendos, cancelar en forma anticipada deudas financieras y comerciales contraídas con accionistas, adquirir otras empresas u otorgar créditos.

Con el objetivo de resguardar los intereses de sus accionistas, en julio de 2021 TGS presentó ante el PEN, el ME y el ENARGAS recursos de reconsideración impugnando y solicitando la nulidad de las distintas normas que dispusieron el Régimen de Transición.

Transener: sanción por interrupción total del servicio en junio de 2019

Con fecha 14 de mayo de 2021, el ENRE sancionó a Transener por AR\$31,5 millones de acuerdo al régimen de calidad de servicio y sanciones de su concesión por las indisponibilidades ocurridas en el mes de junio de 2019 (Res. ENRE N° 121 y 124/21), de los cuales AR\$5,5 millones corresponden al evento ocurrido el 16 de junio de 2019, cuyo monto que no difiere significativamente de la provisión.

Por otro lado, el 14 de mayo de 2021, mediante la Res. AAYANR N° 3/21, el ENRE formuló nuevos cargos a Transener por dicho evento, basado en un presunto incumplimiento del objetivo de promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad (artículo 2, inciso c, Ley N° 24.065). El 4 de junio de 2021, Transener presentó el correspondiente descargo, sin tener novedades al respecto a la fecha de emisión del presente Informe.



1.4 Otras novedades

Alícuota de impuesto a las ganancias y dividendos

La Ley N° 27.630 reglamentada el 16 de junio de 2021 estableció el siguiente esquema escalonado para el impuesto a las ganancias con vigencia para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021:

Ganancia neta imponible acumulada	Impuesto a las ganancias
AR\$0 millones - AR\$5 millones	25%
< AR\$5 millones - AR\$50 millones	AR\$1,25 millones + 30% sobre el excedente de AR\$5 millones
< AR\$50 millones	AR\$14,75 millones + 35% sobre el excedente de AR\$50 millones

El monto de las ganancias netas acumuladas se ajustará anualmente a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC publicada por el INDEC.

Por otro lado, aunque la Ley N° 27.430 establece que los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020 están sujetos a una retención del 13%, debido a las modificaciones introducidas por las Leyes N° 27.541 y 27.630, se mantiene en 7% desde el 31 de diciembre de 2019, sin modificaciones para los ejercicios fiscales futuros.

Miembros del Directorio

El 31 de mayo de 2021 Silvana Wasersztrom, directora suplente independiente de Pampa, reemplazó a Miguel Bein, director titular independiente, hasta el vencimiento de su respectivo mandato. Asimismo, el 10 de agosto de 2021 se aceptó la renuncia de la directora suplente no independiente Victoria Hitce.



2. Indicadores financieros relevantes

2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 30.06.2021		Al 31.12.2020	
	AR\$	US\$ TC 95,72	AR\$	US\$ TC 84,15
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	153.639	1.605	135.445	1.610
Activos intangibles	4.075	43	3.455	41
Derechos de uso	1.595	17	867	10
Activos por impuesto diferido	7.146	75	9.082	108
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	61.544	643	46.229	549
Inversiones a costo amortizado	9.598	100	8.428	100
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.811	40	942	11
Otros activos	61	1	57	1
Créditos por ventas y otros créditos	3.249	34	3.631	43
Total del activo no corriente	244.718	2.557	208.136	2.473
Inventarios	14.894	156	9.766	116
Inversiones a costo amortizado	-	-	2.062	25
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	32.324	338	27.382	325
Instrumentos financieros derivados	1	0	1	-
Créditos por ventas y otros créditos	45.275	473	28.678	341
Efectivo y equivalentes de efectivo	11.946	125	11.900	141
Total del activo corriente	104.440	1.091	79.789	948
Activos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	123.603	1.469
Total del activo	349.158	3.648	411.528	4.890
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios	149.939	1.566	120.247	1.428
Participación no controladora	743	8	28.631	341
Total del patrimonio	150.682	1.574	148.878	1.769
PASIVO				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	416	4	161	2
Provisiones	13.428	140	9.326	111
Pasivo por impuesto a las ganancias	15.750	165	11.004	131
Cargas fiscales	138	1	128	2
Pasivos por impuesto diferido	-	-	93	1
Planes de beneficios definidos	1.944	20	1.460	17
Préstamos	130.932	1.368	115.428	1.372
Otras deudas	1.593	17	1.418	16
Total del pasivo no corriente	164.201	1.715	139.018	1.652
Provisiones	363	4	1.379	16
Pasivo por impuesto a las ganancias	49	1	897	11
Cargas fiscales	4.295	45	3.030	36
Planes de beneficios definidos	298	3	298	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.372	14	1.935	23
Instrumentos financieros derivados	27	0	40	-
Préstamos	13.094	137	20.377	242
Deudas comerciales y otras deudas	14.777	154	9.778	116
Total del pasivo corriente	34.275	358	37.734	448
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	85.898	1.021
Total del pasivo	198.476	2.074	262.650	3.121
Total del pasivo y del patrimonio	349.158	3.648	411.528	4.890



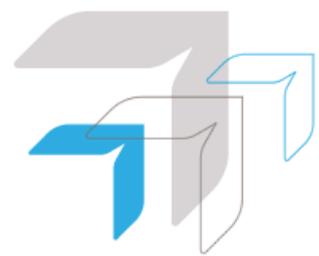
2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Primer semestre				Segundo trimestre			
	2021		2020		2021		2020	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	61.211	667	32.154	496	32.576	346	14.118	206
Costo de ventas	(35.343)	(386)	(20.309)	(318)	(18.990)	(201)	(9.148)	(136)
Resultado bruto	25.868	281	11.845	178	13.586	145	4.970	70
Gastos de comercialización	(1.083)	(12)	(1.000)	(16)	(541)	(5)	(401)	(6)
Gastos de administración	(4.043)	(44)	(3.174)	(49)	(2.027)	(21)	(1.638)	(24)
Gastos de exploración	(44)	-	(9)	-	(37)	-	(5)	-
Otros ingresos operativos	4.846	50	1.261	20	3.870	39	552	9
Otros egresos operativos	(3.831)	(42)	(1.276)	(19)	(781)	(9)	(818)	(11)
Deterioro de activos financieros	(196)	(2)	12	-	(93)	(1)	81	1
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	(172)	(2)	(4.316)	(67)	(172)	(2)	-	-
Resultado por part. en negocios conjuntos y asociadas	3.101	34	3.158	46	875	8	1.089	14
Resultado operativo	24.446	263	6.501	93	14.680	154	3.830	53
Ingresos financieros	337	3	295	4	172	1	153	1
Gastos financieros	(7.841)	(86)	(5.348)	(82)	(3.855)	(41)	(2.705)	(39)
Otros resultados financieros	2.931	29	1.760	28	4.992	53	2.169	32
Resultados financieros, neto	(4.573)	(54)	(3.293)	(50)	1.309	13	(383)	(6)
Resultado antes de impuestos	19.873	209	3.208	43	15.989	167	3.447	47
Impuesto a las ganancias	(6.106)	(64)	(1.399)	(14)	(5.391)	(56)	(1.838)	(22)
Resultado por operaciones continuas	13.767	145	1.809	29	10.598	111	1.609	25
Resultado por operaciones discontinuadas	(7.129)	(75)	(1.748)	(24)	(7.654)	(80)	(2.491)	(36)
Resultado del período	6.638	70	61	5	2.944	31	(882)	(11)
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	9.773	103	995	18	6.621	70	220	4
Operaciones continuas	13.499	142	1.942	31	10.349	108	1.582	24
Operaciones discontinuadas	(3.726)	(39)	(947)	(13)	(3.728)	(38)	(1.362)	(20)
Atribuible a la participación no controladora	(3.135)	(33)	(934)	(13)	(3.677)	(39)	(1.102)	(15)
Resultado por acción atribuible a los accionistas	6,94	0,07	0,62	0,01	4,75	0,05	0,14	0,003
Por operaciones continuas	9,58	0,10	1,21	0,02	7,43	0,08	1,01	0,02
Por operaciones discontinuadas	(2,64)	(0,03)	(0,59)	(0,01)	(2,68)	(0,03)	(0,87)	(0,01)
Resultado por ADR atribuible a los accionistas	173,40	1,83	15,54	0,28	118,84	1,26	3,50	0,07
Por operaciones continuas	239,51	2,52	30,32	0,49	185,75	1,94	25,19	0,38
Por operaciones discontinuadas	(66,11)	(0,69)	(14,79)	(0,20)	(66,91)	(0,68)	(21,69)	(0,32)
Promedio de acciones ordinarias en circulación	1.409,0		1.601,3		1.392,9		1.570,2	
Acciones ordinarias en circulación al final del período	1.388,8		1.557,1		1.388,8		1.557,1	

2.3 Estado de caja y deuda financiera

Al 30 de junio de 2021, en US\$ millones	Caja ¹		Deuda financiera		Deuda neta	
	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia
Generación de energía	249	244	417	417	167	173
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	41	41	-	-	(41)	(41)
Petróleo y gas	173	172	1.088	1.088	915	915
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	462	457	1.505	1.505	1.042	1.048
Afiliadas a nuestra participación ²	87	87	359	359	273	273
Total con afiliadas	549	543	1.864	1.864	1.315	1.321

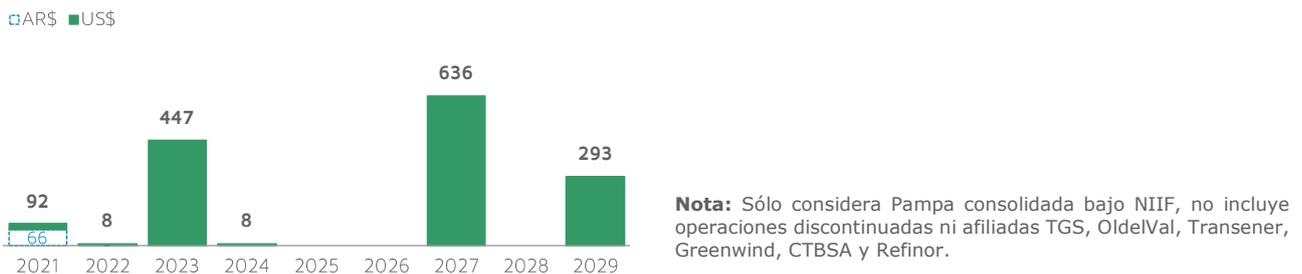
Nota: No incluye operaciones discontinuadas. La deuda financiera incluye intereses devengados. **1** Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. **2** Bajo NIIF, las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.



Operaciones de deuda

El endeudamiento financiero a nivel consolidado de Pampa bajo NIIF⁴ descendió de US\$1.614 millones a fin del ejercicio 2020 a US\$1.505 millones al 30 de junio de 2021. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,4%, moneda en la que está denominada el 96% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ bajó a 36,6% tras el repago al vencimiento de deudas por AR\$6.337 millones. Asimismo, durante el 2T21 se abonaron US\$3,9 millones de vencimientos financieros. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 4,6 años, aproximadamente.

A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones a fin del 2T21:



Con respecto a afiliadas, durante el trimestre CTBSA suscribió la novena enmienda al Fideicomiso CTEB, modificando el cronograma de pagos de los VRD en 25 cuotas mensuales de amortización de capital a partir de julio de 2023, en vez de 60 cuotas a partir de agosto de 2021. A la fecha, el capital remanente de los VRDs totaliza en US\$94 millones. Asimismo, CTBSA pagó al vencimiento US\$29 millones del préstamo sindicado y emitió ONs Clase I por US\$27 millones con TNA 4% a 2 años y Clase II por UVA37,5 millones a TNA 4% y valor inicial de AR\$78,07/UVA a 3 años. Por otro lado, Greenwind pagó la tercera amortización de la facilidad de crédito suscripta con IDB Invest por US\$3,5 millones.

Posterior al cierre del 2T21, CTBSA pagó al vencimiento US\$4 millones del préstamo sindicado. Asimismo, Transener tomó financiamientos por AR\$1.000 millones a 3 años a tasa Badlar + 8%.

A la fecha de emisión del presente Informe, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

⁴ No considera Edenor, desinvertida y clasificada como operación discontinuada en los EEFF. Por ende, el nivel consolidado bajo NIIF de Pampa es equivalente al Grupo Restringido.



Resumen de instrumentos de deuda

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento	Monto emitido	Monto en circulación	Tasa pactada
En US\$					
Transener ¹	ON Clase 2	2021	101	86	9,75%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2025	500	480	6,75%
Pampa	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	390	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	636	7,5%
	ON Serie III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
En US\$-link					
CTEB	ON Clase I	2023	27	27	4%
En UVA					
CTEB	ON Clase II	2024	38	38	4%
En AR\$					
Pampa	ON Clase VI	2021	6.355	6.355	Badlar Privada +2,5%

Nota: 1 Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEEF de Pampa.

Calificación crediticia

Entre junio y julio de 2021 FitchRatings subió las calificaciones de las ON de Pampa en escala global de "CCC" a "B-" y en escala local de "AA-" a "AA" para el largo plazo debido a la resiliencia de la Compañía a pesar del desafiante entorno macroeconómico y regulatorio, sumada la disminución del riesgo regulatorio por la venta del control en Edenor.

Asimismo, a partir de junio de 2021 FitchRatings califica las ON de Transener en escala local y le asignó "A+" para el largo plazo.

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

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
	FitchRatings	B-	AA (largo plazo) A1+ (corto plazo)
TGS	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	S&P	CCC-	raCCC
	FitchRatings	na	A+ (largo plazo)
CTEB	FitchRatings	na	A+



2.4 Recompra de instrumentos financieros propios⁵

Pampa

Con fecha 7 de junio de 2021, el Directorio de Pampa resolvió suspender la vigencia del noveno plan de recompra de acciones propias, hasta que la cotización de la acción y el ADR de Pampa se encuentre en valores iguales o inferiores a los fijados para su recompra. El 1 de julio de 2021 dicho programa fue finalizado sin registrar recompras desde su suspensión. Asimismo, el 6 de julio de 2021 el Directorio de Pampa aprobó el décimo plan de recompra de acciones propias, bajo los siguientes términos y condiciones:

	Plan de recompra IX	Plan de recompra X
Monto máximo a recomprar	US\$30 millones	US\$30 millones
Precios máximos	AR\$92,16/acción ordinaria o US\$16/ADR	AR\$110/acción ordinaria o US\$15,5/ADR
Plazo	120 días desde el 4 de marzo de 2021	120 días desde el 8 de julio de 2021
Estado	Finalizado	En curso

Durante el 2T21, la Compañía adquirió, directa e indirectamente, 0,8 millones de ADR a un precio promedio de US\$14,0/ADR. Posteriormente al cierre del trimestre, la Compañía adquirió, directa e indirectamente, 0,1 millones de ADR a un precio promedio de US\$15,5/ADR.

Asimismo, a mediados de junio de 2021 se efectivizó la cancelación de 151,6 millones de acciones, la cual fue previamente aprobada por la asamblea del 7 de abril de 2020.

Al 10 de agosto de 2021, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.387,6 millones de acciones ordinarias (equivalente a 55,5 millones de ADR)⁶.

TGS

Al 10 de agosto de 2021, el capital social en circulación de TGS asciende a 752,8 millones de acciones ordinarias (equivalentes a 150,6 millones de ADR).

Por otro lado, durante el 2T21 Pampa adquirió indirectamente 0,4 millones de ADR de TGS a un costo promedio de US\$4,5/ADR. Al 10 de agosto de 2021, la tenencia accionaria directa e indirecta de la Sociedad asciende a 29,0% del capital social emitido de TGS.

Con respecto a los instrumentos de deuda, durante el 2T21 TGS adquirió y mantuvo en cartera US\$2,0 millones de VN de sus ON 2025. De esta manera, al 10 de agosto de 2021, las ON 2025 en circulación ascendían a US\$480,4 millones.

Transener

Posterior al cierre del 2T21, Transener canceló US\$12,5 millones de VN de sus ON 2021 que Transba, subsidiaria de Transener, había adquirido oportunamente. Al 10 de agosto de 2021, las ON 2021 en circulación ascendían a US\$86,0 millones.

⁵ Considera operaciones concertadas.

⁶ Para mayor información, ver [Capital Accionario](#).



3. Análisis de los resultados del 2T21

Resumen por segmento Montos en US\$ millones	2T21			2T20			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Generación de electricidad	167	121	66	115	96	37	+45%	+26%	+78%
Petróleo y Gas	107	73	30	56	6	(20)	+91%	NA	NA
Petroquímica	99	16	7	40	4	2	+148%	NA	+250%
Holding y Otros	5	30	5	5	29	5	-	+5%	-
Eliminaciones	(32)	-	-	(10)	-	-	+220%	NA	NA
Subtotal operaciones continuas	346	241	108	206	135	24	+68%	+79%	NA
Distribución de electricidad (discont.)	-	7	(38)	-	(14)	(20)	NA	NA	+90%
Total	346	247	70	206	121	4	+68%	+104%	NA

Nota: Resultado neto atribuible a los propietarios de la Compañía.

3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2021	2020	2021	2020
Resultado operativo consolidado	263	93	154	53
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	91	100	48	50
EBITDA	354	193	202	103
Ajustes del segmento de generación	14	70	12	9
Eliminación de resultado por VPP	(14)	(20)	(3)	(10)
Eliminación de deterioro de PPE y activos intangibles	2	56	2	-
Eliminación de recuperó provisión garantía PEPE IV	(13)	-	(13)	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(12)	(12)	(6)	(4)
Eliminación de provisión siniestro en GEBATG03	8	-	8	-
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	5	6	3	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	37	40	21	20
Ajustes del segmento de petróleo y gas	11	3	(1)	5
Eliminación de resultado por VPP	(2)	4	-	6
Eliminación de intereses comerciales ganados	(2)	(1)	(1)	(1)
Eliminación de provisión para remediación ambiental	14	-	-	-
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	1	1	0	0
Ajustes del segmento de petroquímica	(0)	11	(0)	(0)
Eliminación de deterioro de inventarios	-	11	-	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	(0)
Ajustes del segmento de holding y otros	66	33	27	18
Eliminación de resultados por VPP	(18)	(30)	(5)	(10)
Eliminación de intereses comerciales ganados	0	(2)	(0)	(1)
Eliminación de provisión por contingencias	13	-	-	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	59	48	27	22
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	8	15	4	7
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	3	1	2	(1)
EBITDA ajustado consolidado, op. continuas	444	310	241	135
A nuestra tenencia	443	307	240	134
+ EBITDA op. discontinuadas: Edenor	17	32	7	(14)
EBITDA ajustado consolidado, op. continuas y discont.	461	342	247	121
A nuestra tenencia	449	324	240	126



3.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	328	249	+32%	167	115	+45%
Costo de ventas	(171)	(113)	+51%	(92)	(57)	+61%
Resultado bruto	157	136	+15%	75	58	+29%
Gastos de comercialización	(1)	(2)	-50%	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(13)	(15)	-13%	(6)	(7)	-14%
Otros ingresos operativos	26	14	+86%	20	6	+233%
Otros egresos operativos	(2)	(3)	-33%	(1)	(1)	-
Deterioro de PPE y activos intangibles	(2)	(56)	-96%	(2)	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	14	20	-30%	3	10	-70%
Resultado operativo	179	94	+90%	88	65	+35%
Ingresos financieros	1	2	-50%	-	1	-100%
Gastos financieros	(22)	(28)	-21%	(10)	(13)	-23%
Otros resultados financieros	13	1	NA	30	2	NA
Resultados financieros, netos	(8)	(25)	-68%	20	(10)	NA
Resultado antes de impuestos	171	69	+148%	108	55	+96%
Impuesto a las ganancias	(55)	(18)	+206%	(39)	(17)	+129%
Resultado del período	116	51	+127%	69	38	+82%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	113	53	+113%	66	37	+78%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	3	(2)	NA	3	1	+200%
EBITDA ajustado	236	209	+13%	121	96	+26%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	235	206	+14%	120	95	+27%
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	4	39	-90%	3	17	-82%
Depreciaciones y amortizaciones	43	45	-4%	21	22	-5%

En el 2T21, el mayor devengamiento de **ventas** por US\$52 millones obedece principalmente a la habilitación comercial del segundo CC en CTGEBa en julio de 2020, remunerado bajo PPA (Res. SEE N° 287/17 y Energía Plus). Consecuentemente, también se incrementaron los ingresos por reconocimiento de combustible propio en el Costo Variable de Producción (CVP) en US\$21 millones vs. 2T20, sumado a mayor costo del gas debido al Plan Gas.Ar (a su vez, subieron los costos de explotación por mayores compras de gas a nuestro E&P). Cabe destacar que la compra-venta de combustible deja un margen poco material al segmento, y desde el 2021 la gestión operativa del combustible fue cedida a CAMMESA en el marco del Plan Gas.Ar. En menor medida, el aumento en las ventas se explica por la recuperación del volumen demandado en Energía Plus desde la cuarentena (compensada por indisponibilidades y precios levemente menores) y el aumento retroactivo a febrero 2021 en la remuneración de energía base⁷.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el impacto de la devaluación real sobre la energía base, debido a que el aumento del 29% a la remuneración en AR\$ fue inferior a la depreciación del AR\$. Si bien la energía base compone el 59% de los 4.955 MW operados por Pampa⁸, en el 2T21 representó el 26% de las ventas del segmento. En el 2T21 nuestras térmicas base registraron una menor potencia del 10% con respecto al 2T20, devengando en promedio US\$3,1 mil por MW-mes, mientras que en las hidroeléctricas se mantuvo en US\$2,1 mil por MW-mes. Asimismo, hubo menores ingresos por mantenimientos programados e indisponibilidades, especialmente en CTGEBa en junio 2021⁹.

En términos **operativos**, en el 2T21 la generación de energía operada por Pampa aumentó en un 10% vs. 2T20, en línea con la recuperación de la demanda eléctrica a nivel país post-cuarentena, liderada

⁷ Para más información, ver la sección 1.1 de este Informe.

⁸ Bajo NIIF CTEB (567 MW) y PEMC (100 MW) son afiliadas cuyos resultados no se consolidan en los EEEF, pero están operados por Pampa y sus EBITDA se incorporan a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado de Pampa.

⁹ Para más información, ver la sección 1.1 de este Informe.



por el segmento industrial. Se registró mayor generación en el CC nuevo de CTGEB A habilitado en julio de 2020 a pesar del mantenimiento programado y el siniestro en la unidad Plus (+406 GWh), aumentó el despacho de CTPP, CPB, CTEB y CTIW con combustibles alternativos (+237 GWh), mayor aporte hídrico en HPPL e HIDISA (+56 GWh), mayor generación eólica en PEPE II y III debido a que ciertos aerogeneradores estuvieron en reparación en el 2T20 (+16 GWh) y mayor despacho en el noroeste argentino a pesar de la indisponibilidad en junio de la unidad Plus de CTG (+5 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor generación en el CC viejo de CTGEB A y CTLL debido a menor disponibilidad de gas de CAMMESA (-325 GWh), menor despacho en HINISA para acumular reserva de agua para el invierno (-35 GWh), menor recurso eólico en PEMC (-10 GWh) y menor generación en EcoEnergía por limitación del vapor (-3 GWh).

En el 2T21, todas las unidades de generación operadas por Pampa alcanzaron el 95,8% de **disponibilidad** promedio, 278 puntos básicos inferior al 98,6% registrado en 2T20, principalmente por el siniestro en las unidades Plus de CTGEB A y CTG desde fines de mayo de 2021, reanudando la operación en julio de 2021. En particular, las unidades térmicas registraron una disponibilidad del 94,6%, 388 puntos básicos menos que el 98,4% de disponibilidad registrada en 2T20.

Principales indicadores operativos del segmento de generación	2021				2020				Variación			
	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total
Capacidad instalada a junio (MW)	938	206	3.811	4.955	938	206	3.601	4.745	-	-	+6%	+4%
Capacidad nueva (%)	-	100%	48%	41%	-	100%	40%	35%	-	-	+8%	+6%
Participación de mercado (%)	2%	0%	9%	12%	2%	1%	9%	12%	-0%	-0%	+0%	-0%
Semestre												
Generación neta (GWh)	662	407	7.183	8.251	681	409	6.979	8.070	-3%	-1%	+3%	+2%
Volumen vendido (GWh)	661	422	7.582	8.665	676	410	7.035	8.121	-2%	+3%	+8%	+7%
Precio promedio (US\$/MWh)	23	70	49	48	28	69	43	43	-16%	+1%	+14%	+12%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	9	59	33	32	15	60	34	34	-38%	-2%	-4%	-5%
Segundo trimestre												
Generación neta (GWh)	278	204	3.326	3.808	257	197	3.007	3.461	+8%	+3%	+11%	+10%
Volumen vendido (GWh)	280	208	3.512	4.000	257	198	3.024	3.479	+9%	+5%	+16%	+15%
Precio promedio (US\$/MWh)	31	70	55	54	29	70	48	47	+6%	+1%	+16%	+14%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	12	60	35	35	13	60	37	37	-8%	-0%	-5%	-4%

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Incluye CTEB y PEMC, operadas por Pampa (participación accionaria del 50%).

Los **costos operativos** netos del 2T21, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, aumentaron en un 55% vs. 2T20, principalmente explicado por mayores compras de gas como combustible, acaparando en el 2T21 el 47% (vs. 22% del 2T20) de los costos operativos del segmento y el 32% (vs. 12% del 2T20) del gas consumido para el despacho de nuestras plantas térmicas. El resto del gas y combustible líquido es provisto directamente por CAMMESA sin constituir un costo para la Compañía. Asimismo, el incremento de los costos operativos obedece al mayor volumen de compras de energía para cubrir contratos Plus y gastos en reparaciones producto de las salidas forzadas, parcialmente compensados por menores gastos denominados en AR\$ producto de la devaluación. Asimismo, en el 2T21 se registró un recupero de la provisión por la garantía en PEPE IV (US\$13 millones).

Los **resultados financieros** del 2T21 alcanzaron una ganancia neta de US\$20 millones vs. pérdida neta de US\$10 millones del 2T20, principalmente explicado por mayores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros y, en menor medida, menores intereses financieros por menor *stock* de deuda alocada al segmento, parcialmente compensados por las ganancias en la recompra de ON en 2T20.

El **EBITDA ajustado** del 2T21 de nuestro segmento de generación de energía alcanzó US\$121 millones (+26% vs. 2T20), principalmente explicado por la entrada en operación del segundo CC en CTGEB A en julio de 2020, mayor demanda en Energía Plus y ventas en MATER y el aumento en AR\$ para la remuneración de energía base, además de menores costos denominados en AR\$ por depreciación. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayor devaluación real sobre la remuneración de la energía base, mayor volumen de compras de energía e indisponibilidades por mantenimientos programados y salidas forzadas en junio. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de CTEB (CTBSA) del 50%, con una contribución de US\$21 millones en el 2T21 (vs. US\$20 millones en 2T20), y de PEMC (Greenwind) del 50%,



con una contribución de US\$3 millones en el 2T21 (igual en 2T20). Asimismo, el EBITDA ajustado excluye el recupero de la provisión por la garantía en PEPE IV, los gastos por el siniestro en CTGEBA (US\$8 millones) y el reconocimiento de intereses comerciales originados por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA (US\$6 millones en 2T21 y US\$4 millones en 2T20).

Finalmente, en el 2T21 las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB y PEMC, se redujeron en un 82% vs. 2T20, principalmente explicado por la finalización del proyecto de cierre a CC en CTGEBA.

Con respecto a nuestros **proyectos de expansión**, a continuación se expone un resumen de situación:

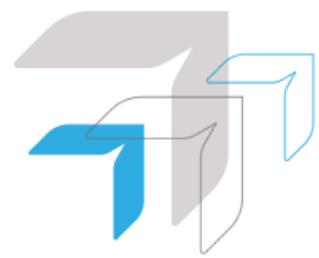
Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ ¹		Fecha de habilitación comercial
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh	Presupuesto	% Ejecutado @30-Jun-21	
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 440/21	AR\$	208.980 - 551.475 ⁽²⁾	418	939	20	98%	3 de agosto de 2021
Cierre a CC Genelba Plus	400	PPA por 15 años	US\$	20.500	6	34	350	90%	TG: 12 de junio de 2019 ⁽³⁾ CC: 2 de julio 2020
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	220	44%	2T 2022 (est.)

Nota: 1 Montos sin el impuesto al valor agregado. 2 Considera el rango del coeficiente de despacho y remuneración adicional HMRT. 3 201 MW fueron remunerados como energía base hasta el 1 de julio de 2020.

3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	186	143	+30%	107	56	+91%
Costo de ventas	(115)	(122)	-6%	(63)	(57)	+11%
Resultado bruto	71	21	+238%	44	(1)	NA
Gastos de comercialización	(5)	(10)	-50%	(1)	(3)	-67%
Gastos de administración	(20)	(22)	-9%	(10)	(11)	-9%
Otros ingresos operativos	23	1	NA	19	1	NA
Otros egresos operativos	(20)	(8)	+150%	(4)	(6)	-33%
Deterioro de activos financieros	(1)	-	NA	-	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	2	(4)	NA	-	(6)	-100%
Resultado operativo	50	(22)	NA	48	(26)	NA
Ingresos financieros	2	3	-33%	1	1	-
Gastos financieros	(62)	(53)	+17%	(30)	(26)	+15%
Otros resultados financieros	(3)	12	NA	18	23	-22%
Resultados financieros, netos	(63)	(38)	+66%	(11)	(2)	NA
Resultado antes de impuestos	(13)	(60)	-78%	37	(28)	NA
Impuesto a las ganancias	10	14	-29%	(7)	8	NA
Resultado del período	(3)	(46)	-93%	30	(20)	NA
EBITDA ajustado	107	35	+200%	73	6	NA
Altas de PPE y activos intangibles	84	34	+147%	55	15	+267%
Depreciaciones y amortizaciones	46	54	-15%	26	27	-4%

En el 2T21 las **ventas** de nuestro segmento de petróleo y gas aumentaron en un 91% con respecto al 2T20, principalmente explicado por la vigencia del Plan Gas.Ar, que incrementó tanto el precio como los volúmenes vendidos, sumado a mejores ventas en el canal industrial y la recuperación de los precios y demanda del petróleo post-cuarentena. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor comercialización de gas con terceros y el fin de la autorización para exportación de gas en mayo de 2020.



Nuestro **precio promedio de venta de gas** devengado fue de US\$3,9/MBTU en el 2T21, el doble del 2T20, principalmente explicado por el período invernal del Plan Gas.Ar, contrato vigente desde el 1 de enero de 2021 hasta el año 2024, el cual fijó precios estacionales para volúmenes comprometidos de producción destinados a usinas y el segmento residencial. El precio pactado es de US\$3,0/MBTU para el período estival y US\$4,5/MBTU para el período invernal (mayo a septiembre). En el segmento de industrias y *spot*, donde CAMMESA también licita el gas no cubierto bajo el Plan Gas.Ar, se apreció una suba de precios traccionados por el Plan Gas.Ar, pero sin alcanzar los niveles de dicho esquema, especialmente en el invierno.

Asimismo, en el 2T21 el 41% de nuestras **entregas de gas** abastecieron al segmento residencial debido a su prioridad en el período invernal bajo el Plan Gas.Ar, el 33% se destinó al despacho de nuestras centrales térmicas¹⁰ y como insumo para nuestras plantas de petroquímica, el 23% abasteció al mercado *spot*/industrias y el 3% se vendió directamente a CAMMESA, sin registrarse exportaciones. En comparación con el 2T20, el 70% de las entregas estaba concentrado en las licitaciones *spot* de CAMMESA, mientras que los canales residencial e industrial eran solo el 5% y 7% de las entregas, respectivamente. El 14% se destinaba a nuestras centrales térmicas producto de la habilitación del CC en CTGEBBA y al segmento de petroquímica, y la exportación era marginal ya que la autorización caducó en junio de 2020.

En términos **operativos**, en el 2T21 la producción global del segmento alcanzó los 47,7 kboe/día, 9% superior a los niveles registrados en 2T20 y 1T21. La **producción de gas** alcanzó 7,3 millones de m³/día, 8% superior al 2T20 y 9% superior al 1T21, principalmente explicado por la vigencia del Plan Gas.Ar, cuyas entregas son mayores durante el período invernal, simultáneamente morigerado por el impacto de los cortes de rutas en la Provincia del Neuquén durante el mes de abril de 2021, que afectó ligeramente los compromisos de producción de mayo y junio de 2021¹¹. En particular, se registró un crecimiento importante en El Mangrullo (+677 mil m³/día de variación interanual y +342 mil m³/día vs. 1T21), área en la cual se expandió la infraestructura de evacuación y procesamiento en concordancia con su productividad y potencial, alcanzando una producción de 5 millones de m³/día en el 2T21 y conformando el 68% de nuestra producción total de gas. Adicionalmente, se incrementó la producción en Río Neuquén (+165 mil m³/día y +286 mil m³/día vs. 1T21). Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por la menor producción en Rincón del Mangrullo por menor tasa de perforación y declino natural (-216 mil m³/día de variación interanual y -24 mil m³/día vs. 1T21), y en menor medida, en Sierra Chata y Aguara Güe (-43 mil m³/día de variación interanual, sin variaciones vs. 1T21).

La **producción de petróleo** alcanzó los 4,6 kbbbl/día en el 2T21, 16% superior al 2T20, principalmente debido a la mayor demanda para exportación, compensada con menor demanda local. Se incrementó la producción en Gobernador Ayala, Los Blancos y El Tordillo (+0,7 kbbbl/día). Asimismo, el 61% del volumen vendido en el 2T21 fue destinado al mercado doméstico (vs. 75% del 2T20). En comparación al 1T21, la producción aumentó un 10% (+0,4 kbbbl/día) debido a la paulatina recuperación de la demanda.

Nuestro **precio promedio de venta de petróleo** devengado del 2T21 subió a US\$57,7/barril vs. US\$20,8/barril del 2T20, principalmente explicado por la suba de los precios internacionales de referencia, morigerada por los precios locales correlacionados con la paridad de exportación.

Al 30 de junio de 2021, nuestros **pozos productivos** totalizaron 888, en comparación a los 858 al 31 de diciembre de 2020.

¹⁰ Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17.

¹¹ Los productores afectados, entre ellos Pampa, efectuaron las correspondientes comunicaciones de fuerza mayor ante la SE, CAMMESA y a las distribuidoras de gas con las que se suscribieron contratos de suministro en el marco del Plan Gas.Ar.



Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2021			2020			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Semestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,7	7.028		0,7	6.838				
En millones de pie cúbicos/día		248			241		-6%	+3%	+2%
En miles de boe/día	4,4	41,4	45,7	4,6	40,2	44,9			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,6	7.125		0,7	7.254				
En millones de pie cúbicos/día		252			256		-17%	-2%	-3%
En miles de boe/día	3,9	41,9	45,8	4,7	42,7	47,4			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	56,8			37,3			+52%	+58%	
En US\$/MBTU		3,4			2,1				
Segundo trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,7	7.332		0,6	6.762				
En millones de pie cúbicos/día		259			239		+16%	+8%	+9%
En miles de boe/día	4,6	43,2	47,7	3,9	39,8	43,7			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,7	7.421		0,6	7.165				
En millones de pie cúbicos/día		262			253		+11%	+4%	+4%
En miles de boe/día	4,5	43,7	48,2	4,1	42,2	46,2			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	57,7			20,8			+177%	+99%	
En US\$/MBTU		3,9			2,0				

Nota: Producción neta en Argentina. Volumen de gas estandarizado a 9.300 kilocalorías (kCal).

Los **costos operativos** netos del 2T21, sin considerar depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 33% vs. 2T20, principalmente explicado por la compensación directa del Estado Nacional por el Plan Gas.Ar (US\$17 millones en otros ingresos operativos, neto de regalías), y en menor medida, menor compra de gas a terceros para *trading*, menor costo de transporte porque no hubo exportaciones de gas en 2T21 y la dilución de costos en AR\$ por la devaluación. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores regalías y tasas debido a mejores precios, mayores costos a contratistas para la reanudación de perforaciones y terminaciones de pozos por Plan Gas.Ar y mayor mantenimiento de bloques petrolíferos por la baja actividad en 2020. Con respecto al 1T21, los costos operativos netos disminuyeron en un 43%, principalmente porque la compensación del Plan Gas.Ar es mayor durante el invierno y por el cargo por remediación ambiental registrado en el 1T21, parcialmente compensados por mayores regalías y tasas debido a mejores precios estacionales. En particular, en el 2T21 el costo de extracción¹² alcanzó US\$5,8 por boe producido, 10% superior a los US\$5,2 por boe del 2T20 y similar al 1T21.

En el 2T21 los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$11 millones, US\$9 millones más que el 2T20, principalmente debido a la ganancia por recompra de ON en el 2T20 y, en menor medida, a mayores intereses financieros producto de un mayor stock de deuda asignada al segmento, parcialmente compensados por mayor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros en el 2T21.

El **EBITDA ajustado** de nuestro segmento de petróleo y gas fue de US\$73 millones en el 2T21 vs. US\$6 millones en el 2T20, principalmente por el incremento tanto en los precios de venta como en la producción, especialmente del gas natural, parcialmente compensado por mayores regalías y tasas debido a mejores precios y costos asociados a la reanudación de la actividad. El EBITDA ajustado tanto del 2T21 como del 2T20 excluye el reconocimiento de intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA, por US\$1 millón.

¹² Métrica equivalente a costo de ventas menos compras e inventario, regalías, impuestos directos y depreciaciones y amortizaciones.



Finalmente, en el 2T21 las **inversiones de capital** alcanzaron US\$55 millones, mientras que en el 2T20 se registraron US\$15 millones, principalmente explicado por los compromisos bajo el Plan Gas.Ar, que reactivaron las actividades de perforación y completación en áreas gasíferas, especialmente desde mayo de 2021 cuando inició el periodo invernal.

3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	202	113	+79%	99	40	+148%
Costo de ventas	(160)	(103)	+55%	(78)	(32)	+144%
Resultado bruto	42	10	NA	21	8	+163%
Gastos de comercialización	(6)	(4)	+50%	(3)	(2)	+50%
Gastos de administración	(2)	(2)	-	(1)	(1)	-
Otros egresos operativos	(2)	(4)	-50%	(2)	(3)	-33%
Recupero de deterioro de activos financieros	-	1	-100%	-	1	-100%
Deterioro de inventario	-	(11)	-100%	-	-	NA
Resultado operativo	32	(10)	NA	15	3	NA
Gastos financieros	(1)	(1)	-	-	-	NA
Otros resultados financieros	(3)	4	NA	(2)	1	NA
Resultados financieros, netos	(4)	3	NA	(2)	1	NA
Resultado antes de impuestos	28	(7)	NA	13	4	+225%
Impuesto a las ganancias	(10)	2	NA	(6)	(2)	+200%
Resultado del período	18	(5)	NA	7	2	+250%
EBITDA ajustado	34	2	NA	16	4	NA
Altas de PPE y activos intangibles	4	-	NA	3	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	2	1	+100%	1	1	-

El **EBITDA ajustado** del 2T21 de petroquímica ascendió a una ganancia de US\$16 millones, US\$12 millones superior al 2T20, principalmente por el aumento de los precios internacionales de referencia y locales a niveles récord, mayor disponibilidad de nafta virgen local y mayor demanda, que fue recuperándose gradualmente desde mediados de junio de 2020. Dichos efectos fueron compensados por mayores costos de materias primas, traccionados por los precios internacionales de referencia y el efecto del Plan Gas.Ar.

El **volumen** total comercializado creció un 46% con respecto al 2T20, explicado por la caída en la demanda por COVID-19 en el 2T20, además de que la producción del caucho fue encuadrada como actividad esencial recién en junio de 2020, alcanzando importantes niveles de exportación a Brasil desde fines del 2020. Sin embargo, cabe mencionar que en comparación al 1T21 se registraron menores volúmenes vendidos de productos derivados de la planta de reforma debido a la parada programada de planta entre abril y mayo de 2021, y en menor medida a la postergación de ciertos despachos para julio de 2021. Asimismo, debido al impacto de la segunda ola de la pandemia, hubo caída en la demanda local de estireno y poliestireno en comparación al 1T21. A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:



Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno ¹	Caucho sintético	Reforma	
Semestre				
Volumen vendido 6M21 (miles de ton)	53	24	97	175
Volumen vendido 6M20 (miles de toneladas)	40	14	85	139
Variación 6M21 vs. 6M20	+32%	+70%	+15%	+25%
Precio promedio 6M21 (US\$/ton)	1.743	1.722	690	1.153
Precio promedio 6M20 (US\$/ton)	1.197	1.358	522	803
Variación 6M21 vs. 6M20	+46%	+27%	+32%	+44%
Segundo trimestre				
Volumen vendido 2T21 (miles de ton)	24	12	40	76
Volumen vendido 2T20 (miles de toneladas)	16	5	31	52
Variación 2T21 vs. 2T20	+47%	+149%	+29%	+46%
Precio promedio 2T21 (US\$/ton)	1.919	1.860	725	1.285
Precio promedio 2T20 (US\$/ton)	1.162	1.213	442	741
Variación 2T21 vs. 2T20	+65%	+53%	+64%	+73%

Nota: 1 Incluye Propileno.

Los **resultados financieros** alcanzaron una pérdida neta de US\$2 millones, mientras que en el 2T20 se registró una ganancia neta de US\$1 millón, principalmente debido a pérdidas en la cobertura de *commodities* en el 2T21.

Las **inversiones de capital** alcanzaron US\$3 millones en 2T21, mientras que en el 2T20 se registraron US\$0,3 millones, principalmente debido al impacto de la pandemia durante el 2T20, postergando actividades para el 2021, además de la recuperación gradual del sector.

3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	11	11	-	5	5	-
Resultado bruto	11	11	-	5	5	-
Gastos de administración	(9)	(10)	-10%	(4)	(5)	-20%
Otros ingresos operativos	1	5	-80%	-	2	-100%
Otros egresos operativos	(18)	(4)	NA	(2)	(1)	+100%
Deterioro de activos financieros	(1)	(1)	-	(1)	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	18	30	-40%	5	10	-50%
Resultado operativo	2	31	-94%	3	11	-73%
Gastos financieros	(1)	(1)	-	(1)	(1)	-
Otros resultados financieros	22	11	+100%	7	6	+17%
Resultados financieros, netos	21	10	+110%	6	5	+20%
Resultado antes de impuestos	23	41	-44%	9	16	-44%
Impuesto a las ganancias	(9)	(12)	-25%	(4)	(11)	-64%
Resultado del periodo	14	29	-52%	5	5	-
EBITDA ajustado	68	64	+6%	30	29	+5%
Altas de PPE	1	-	NA	1	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA



En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener, TGS y Refinor), se registró un **margen operativo** negativo de US\$2 millones, US\$3 millones menos que en el 2T20, principalmente explicado por recuperos fiscales en el 2T20.

En el 2T21 se registró una mejora de US\$1 millón en los **resultados financieros** con respecto al 2T20, alcanzando una ganancia neta de US\$6 millones, principalmente debido a ganancias por la tenencia de instrumentos financieros en el 2T21.

El **EBITDA ajustado** de nuestro segmento de holding y otros fue 5% superior al 2T20, alcanzado US\$30 millones en el 2T21. El EBITDA ajustado excluye los intereses comerciales y elimina los VPPs por nuestra participación de TGS, Transener y Refinor, y a su vez adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria de dichos negocios.

El EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta del 29,0% y 27,6% sobre **TGS** fue de US\$27 millones (total implícito de US\$93 millones) en el 2T21 y US\$22 millones (total implícito de US\$79 millones) en el 2T20, respectivamente. El aumento se debió principalmente al aumento sustancial en los precios internacionales de referencia de gasolina natural y GLP y mayor volumen despachado de etano a Dow Chemical, además de mayores ingresos en el segmento *midstream* por servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los menores ingresos regulados producto de la desactualización de los cuadros tarifarios desde abril de 2019, menor volumen exportado y mayor costo del gas natural, influenciado por el Plan Gas.Ar, utilizado como reposición de la reducción térmica de planta en el Complejo Cerri. Asimismo, afectó la depreciación cambiaria sobre los ingresos en AR\$ regulados, compensado con menores gastos denominados en AR\$.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3% descendió a US\$4 millones (total implícito de US\$14 millones) en el 2T21 vs. US\$7 millones (total implícito de US\$28 millones) en el 2T20, principalmente debido a la falta de ajuste por variación de costos sobre la tarifa desde febrero de 2020, el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en los ingresos en AR\$ regulados de Transener, además del impacto de la devaluación, parcialmente compensados por menores gastos denominados en AR\$.

En **Refinor**, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 2T21 alcanzó una ganancia de US\$2 millones (ganancia total implícita de US\$6 millones), mientras que en el 2T20 registró una pérdida de US\$1 millón (pérdida total implícita de US\$2 millones), principalmente explicado por un aumento de los precios comercializados y la recuperación paulatina de la demanda de combustibles desde la cuarentena, y en menor medida, a menores gastos denominados en AR\$, parcialmente compensados por mayores costos del crudo, principal insumo de la refinería, y el impacto de la devaluación en los ingresos en AR\$.



3.6 Análisis del semestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Primer semestre 2021				Primer semestre 2020			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	3	(2)	2	61,0%	4	(15)	1
Los Nihuiles	52,0%	0	(12)	4	52,0%	3	(16)	(4)
<i>Greenwind</i>		10	73	(5)		12	99	4
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(5)	(36)	2		(6)	(49)	(2)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	5	36	(2)	50,0%	6	49	2
<i>CTBSA</i>		75	221	32		80	247	47
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(37)	(110)	(16)		(40)	(123)	(23)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	37	110	16	50,0%	40	123	23
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		190	181	93		156	391	30
Subtotal generación		236	314	113		209	531	53
Segmento de petróleo y gas								
<i>OldelVal</i>		30	(14)	9		28	(4)	18
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(29)	14	(9)		(27)	4	(18)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	1	(0)	0	2,1%	1	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		106	915	(3)		35	842	(46)
Subtotal petróleo y gas		107	915	(3)		35	841	(46)
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	34	-	18	100,0%	2	-	(5)
Subtotal petroquímica		34	-	18		2	-	(5)
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		31	3	(14)		57	15	32
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(23)	(2)	11		(42)	(11)	(24)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	8	1	(4)	26,3%	15	4	9
<i>TGS</i>		205	404	81		175	264	76
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(146)	(287)	(57)		(127)	(191)	(55)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,0%	59	117	23	27,6%	48	73	21
<i>Refinor</i>		12	29	2		3	19	3
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(8)	(21)	(1)		(2)	(13)	(2)
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	3	8	1	28,5%	1	5	1
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(3)	(41)	(6)		(1)	(2)	(1)
Subtotal holding y otros		68	86	14		64	80	29
Eliminaciones		-	(273)	-		-	(255)	-
Total consolidado, operaciones continuas		444	1.042	142		310	1.198	31
A nuestra tenencia accionaria		443	1.321	142		307	1.467	31
+ Operaciones discontinuadas: Edenor	4,1%	17	-	(39)	55,1%	32	70	(13)
Total consolidado, operaciones continuas y discontinuadas		461	1.042	103		342	1.268	18
A nuestra tenencia accionaria		449	1.321	103		324	1.505	18

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 2 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 3 Atribuible a los propietarios.



3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Segundo trimestre 2021				Segundo trimestre 2020			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	2	(2)	1	61,0%	1	(15)	1
Los Nihuiles	52,0%	(0)	(12)	4	52,0%	1	(16)	1
<i>Greenwind</i>		5	73	(5)		6	99	5
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(36)	2		(3)	(49)	(2)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	36	(2)	50,0%	3	49	2
<i>CTBSA</i>		42	221	11		41	247	28
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(21)	(110)	(6)		(20)	(123)	(14)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	21	110	6	50,0%	20	123	14
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		96	181	57		70	391	18
Subtotal generación		121	314	66		96	531	37
Segmento de petróleo y gas								
OldelVal		15	(14)	1		13	(4)	7
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(15)	14	(1)		(13)	4	(7)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		73	915	30		6	842	(20)
Subtotal petróleo y gas		73	915	30		6	841	(20)
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	16	-	7	100,0%	4	-	2
Subtotal petroquímica		16	-	7		4	-	2
Segmento de holding y otros								
Transener		14	3	(19)		28	15	16
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(10)	(2)	14		(20)	(11)	(12)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	4	1	(5)	26,3%	7	4	4
TGS		93	404	38		79	264	23
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(66)	(287)	(27)		(57)	(191)	(17)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,0%	27	117	11	27,6%	22	73	6
Refinor		6	29	1		(2)	19	(6)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(4)	(21)	(1)		1	(13)	4
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	2	8	0	28,5%	(1)	5	(2)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(2)	(41)	(1)		0	(2)	(4)
Subtotal holding y otros		30	86	5		29	80	5
Eliminaciones		-	(273)	-		-	(255)	-
Total consolidado, operaciones continuas		241	1.042	108		135	1.198	24
A nuestra tenencia accionaria		240	1.321	108		134	1.467	24
+ Operaciones discontinuadas: Edenor	4,1%	7	-	(38)	55,1%	(14)	70	(20)
Total consolidado, operaciones continuas y discontinuadas		247	1.042	70		121	1.268	4
A nuestra tenencia accionaria		240	1.321	70		126	1.505	4

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 2 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 3 Atribuible a los propietarios.



4. Anexo

4.1 Generación de energía por central

Principales indicadores operativos del segmento de generación eléctrica	Hidroeléctricas			Eólicas			Subtotal hidro + eólicas	Térmicas									Subtotal	Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC ¹	PEPE2	PEPE3		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB ²	Eco-Energía	CTEB ¹		
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	1.144	765	361	30	620	100	100	1.253	14	567	3.811	4.955
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	206	364	100	30	-	100	100	565	14	567	1.841	2.048
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	2,7%	1,8%	0,9%	0,1%	1,5%	0,2%	0,2%	3,0%	0,03%	1,3%	9,0%	11,7%
Semestre																		
Generación neta 6M21 (GWh)	184	158	320	176	104	127	1.068	2.237	141	25	92	165	147	4.156	38	181	7.183	8.251
Participación de mercado	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	1,5%	3,2%	0,2%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	6,0%	0,1%	0,3%	10,4%	12,0%
Ventas 6M21 (GWh)	183	157	320	176	120	127	1.083	2.232	261	25	92	165	147	4.399	81	181	7.582	8.665
Generación neta 6M20 (GWh)	209	134	338	200	99	110	1.090	2.475	310	31	488	38	78	3.369	42	147	6.979	8.070
Variación 6M21 vs. 6M20	-12%	+18%	-5%	-12%	+5%	+15%	-2%	-10%	-54%	-21%	-81%	na	+89%	+23%	-9%	+23%	+3%	+2%
Ventas 6M20 (GWh)	209	134	333	200	97	114	1.087	2.473	311	31	487	38	78	3.424	45	147	7.035	8.121
Precio prom. 6M21 (US\$/MWh)	23	37	16	71	73	67	42	35	47	134	109	115	103	35	28	na	49	48
Precio prom. 6M20 (US\$/MWh)	28	50	19	70	71	68	43	33	31	109	30	na	na	21	58	na	43	43
Margen bruto prom. 6M21 (US\$/MWh)	3	19	8	60	58	57	29	31	14	95	13	94	82	16	11	na	33	32
Margen bruto prom. 6M20 (US\$/MWh)	16	33	8	61	57	60	32	30	16	77	17	na	135	13	16	na	34	34
Segundo trimestre																		
Generación neta 2T21 (GWh)	27	59	192	87	52	65	482	1.093	17	8	73	101	76	1.868	19	70	3.326	3.808
Participación de mercado	0,1%	0,2%	0,6%	0,3%	0,2%	0,2%	1,4%	3,2%	0,1%	0,0%	0,2%	0,3%	0,2%	5,5%	0,1%	0,2%	9,9%	11,3%
Ventas 2T21 (GWh)	29	59	192	87	57	65	488	1.091	71	8	74	101	76	1.987	34	70	3.512	4.000
Generación neta 2T20 (GWh)	62	47	148	97	50	50	454	1.189	16	5	14	20	30	1.692	23	18	3.007	3.461
Variación 2T21 vs. 2T20	-56%	+26%	+30%	-10%	+3%	+29%	+6%	-8%	+7%	+72%	na	na	na	+10%	-14%	na	+11%	+10%
Ventas 2T20 (GWh)	62	47	148	97	51	50	455	1.187	16	5	15	20	30	1.710	23	18	3.024	3.479
Precio prom. 2T21 (US\$/MWh)	74	58	16	71	72	67	48	36	84	na	79	99	101	39	26	na	55	54
Precio prom. 2T20 (US\$/MWh)	35	59	17	70	71	68	47	33	na	na	na	na	na	20	51	na	48	47
Margen bruto prom. 2T21 (US\$/MWh)	-	32	9	61	62	57	33	33	24	na	15	79	79	15	10	na	35	35
Margen bruto prom. 2T20 (US\$/MWh)	15	35	6	61	58	60	34	30	81	na	85	na	na	11	1	na	37	37

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitación de TV02 desde el 2 de julio de 2020.



4.2 Producción de petróleo y gas por bloque

Producción en los principales bloques	Semestre			Segundo trimestre		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gas (mil boe/día)						
El Mangrullo	28,4	25,3	+13%	29,4	25,5	+16%
Río Neuquén	5,6	5,6	-0%	6,4	5,4	+18%
Sierra Chata	2,7	2,9	-8%	2,7	2,9	-5%
Rincón del Mangrullo ¹	3,5	5,0	-31%	3,4	4,7	-27%
Otros	1,2	1,4	-17%	1,2	1,3	-14%
Total de gas a nuestra tenencia	41,4	40,2	+3%	43,2	39,8	+8%
Petróleo (mil boe/día)						
El Tordillo ²	2,4	2,6	-8%	2,5	2,3	+7%
Gobernador Ayala	0,9	0,8	+19%	0,9	0,6	+47%
Petróleo asociado ³	0,8	0,9	-12%	0,8	0,9	-7%
Otros	0,2	0,3	-30%	0,3	0,1	+364%
Total de petróleo a nuestra tenencia	4,4	4,6	-6%	4,6	3,9	+16%
Total a nuestra tenencia (mil boe/día)	45,7	44,9	+2%	47,7	43,7	+9%

Nota: Producción en Argentina. **1** No incluye formación *shale*. **2** Incluye el bloque La Tapera - Puesto Quiroga. **3** Proviene de bloques gasíferos.

4.3 Segmento de distribución de energía, discontinuado¹³

Segmento de distribución de energía, discontinuado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	493	563	-13%	264	245	+8%
Costo de ventas	(398)	(480)	-17%	(217)	(225)	-3%
Resultado bruto	95	83	+14%	47	20	+132%
Gastos de comercialización	(36)	(37)	-3%	(20)	(18)	+11%
Gastos de administración	(26)	(27)	-1%	(15)	(14)	+5%
Otros ingresos operativos	21	8	+153%	15	3	NA
Otros egresos operativos	(17)	(11)	+61%	(9)	(6)	+59%
Deterioro de activos financieros	(11)	(27)	-59%	(4)	(21)	-82%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	-	(0)	-100%	-	(0)	-100%
Recupero de deterioro de PPE	15	-	NA	24	-	NA
Resultado operativo	41	(10)	NA	39	(35)	NA
RECPAM	120	46	+159%	61	20	+201%
Ingresos financieros	0	8	-97%	0	4	-98%
Gastos financieros	(106)	(42)	+155%	(58)	(23)	+155%
Otros resultados financieros	8	(19)	NA	7	(8)	NA
Resultado antes de impuestos	62	(17)	NA	48	(41)	NA
Impuesto a las ganancias	(138)	(8)	NA	(129)	5	NA
Resultado del período	(75)	(25)	+204%	(80)	(36)	+121%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	(39)	(13)	+200%	(38)	(20)	+90%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	(36)	(12)	+209%	(42)	(16)	+158%
EBITDA ajustado discontinuado	17	32	-47%	7	(14)	NA
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	64	57	+13%	37	35	+6%
Depreciaciones y amortizaciones	-	41	-100%	-	21	-100%

¹³ El 30 de junio de 2021 tuvo lugar el cierre de la venta del paquete accionario controlante de Edenor. Por ello, bajo NIIF se desconsolida el segmento de distribución de los EEFF de Pampa y se expone como operaciones discontinuadas tanto en el período actual como en el comparativo. Para más información, ver la sección 1.3 de este Informe.



5. Glosario de términos

Término	Definición
1T21/1T20	Primer trimestre de 2021/Primer trimestre de 2020
2T21/2T20	Segundo trimestre de 2021/Segundo trimestre de 2020
6M21/6M20	Primer semestre de 2021/Primer semestre de 2020
A AAYANR	Área de Aplicación y Administración de Normas Regulatorias
ADR/ADS	<i>American Depositary Receipt</i>
AR\$	Pesos Argentinos
B bl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
C AMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo Combinado
CEO	<i>Chief Executive Officer</i> o Director General
CFO	<i>Chief Financial Officer</i> o Director Financiero
COVID-19	Enfermedad del coronavirus
CPB	Central Piedra Buena
CTBSA	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEBA	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma De La Lata
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
D NU	Decreto de Necesidad y Urgencia
E &P	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación EcoEnergía
Edenor	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EEFF	Estados financieros
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N°1.281/06
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
Est.	Estimado
F ideicomiso CTEB	Contrato suplementario del programa global de fideicomisos financieros y de administración para la ejecución de obras de infraestructura energética -Serie 1- ENARSA (Barragán)
G LP	Gas Licuado del Petróleo
Gobierno Nacional/Estado/PEN	Gobierno Federal de la República Argentina
Greenwind	Greenwind S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas
GWh	Gigawatt-hora
H IDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
I DB Invest	Inter-American Development Bank Invest (ex Corporación Interamericana de Inversiones - IIC)
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos de Argentina
IPC	Índice de Precios al Consumidor



K bbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
M ³	Metros Cúbicos
MBTU	Millón de <i>British Thermal Unit</i>
ME	Ministerio de Economía
MW/MWh	Megawatt/Megawatt-hora
N.a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
O IdelVal	Oleoductos del Valle S.A.
ONs	Obligaciones Negociables
P ampa/Sociedad/Compañía	Pampa Energía S.A.
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
Plan Gas.Ar	Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20 y normas complementarias)
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
PPE	Propiedades, Planta y Equipo
R ECPAM	Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda
Refinor	Refinería del Norte S.A.
Res.	Resolución/Resoluciones
S ADI	Sistema Argentino de Interconexión
SE	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
T CN	Tipo de cambio nominal
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
TNA	Tasa Nominal Anual
Ton	Tonelada métrica
Transba	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Transba S.A.
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
U S\$	Dólares Estadounidenses
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo
V N	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional
VRD	Valores Representativos de Deuda