



Eficiencia y Cercanía

**REPORTE DE RESULTADOS
CUARTO TRIMESTRE 2020**

edenor

Resultados del cuarto trimestre de 2020		
 	Ticker: EDN Ratio: 20 acciones Clase B = 1 ADR Capital neto de recompras: 875 MM Acciones 43,8 MM ADR Capitalización neta de recompras ¹ : ARS 22,7 mil millones USD 151 millones	Contactos de relación con el inversor: Leandro Montero Director de Finanzas y Control Federico Mendez Gerente de Planeamiento y Relación con Inversores
ir.edenor.com investor@edenor.com Tel: +54 (11) 4346 -5511		

Buenos Aires, Argentina, 10 de marzo de 2021. Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (NYSE/BYMA: EDN) (“edenor” o “la Compañía” o “la Sociedad”), la mayor distribuidora de electricidad de Argentina en cantidad de clientes y ventas de energía informa los resultados de sus operaciones correspondientes al cuarto trimestre 2020. Todas las cifras están indicadas en pesos argentinos en moneda constante y la información ha sido preparada de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), excepto por lo expresamente indicado en el Estado de resultados expresado en valores históricos.

Información sobre la Conferencia Telefónica

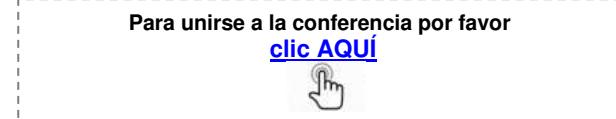
El jueves 11 de marzo de 2021 a las 12.00 p.m. de Buenos Aires / 10.00 a.m. de Nueva York se llevará a cabo la conferencia telefónica para analizar los resultados del 4T20.

La presentación estará a cargo de Leandro Montero, Director de Finanzas y Control de **edenor**. Los interesados en participar deberán comunicarse al:

- + 1 (844) 204-8586 en los Estados Unidos;
- +1 (412) 317-6346 fuera de los Estados Unidos;
- +54 (11) 3984-5677 en Argentina.

O mediante internet haciendo clic [AQUÍ](#)

Los participantes deberán utilizar la identificación para la conferencia “**edenor**” y llamar cinco minutos antes de la hora de inicio fijada. También habrá una transmisión de audio en vivo de la conferencia en la página ir.edenor.com.



¹ Cotización al 9/3/2021, ARS 25,90 por acción y USD 3,45 por ADR

RESUMEN DE RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE 2020

En millones de Pesos en moneda constante	12 Meses			4T		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por servicios	91.316	122.437	(25%)	18.265	24.600	(26%)
EBITDA ajustado	4.306	14.002	(69%)	(1.414)	680	na
Resultado neto	(17.698)	16.518	na	(15.660)	(2.386)	556%
Inversiones	11.073	13.501	(18%)	3.243	2.562	27%

Los **ingresos por servicios** disminuyeron un 26%, llegando a los ARS 18.265 millones en el 4T20, debido principalmente al congelamiento tarifario tanto del Valor Agregado de Distribución como del precio estacional trasladado a tarifa, que implicaron una caída de los ingresos en términos reales. Estos menores ingresos son consecuencia de la falta de actualización por inflación del Costo Propio de Distribución (CPD) desde marzo 2019, y al mantenimiento del precio de la energía (el último incremento de 5% fue en mayo 2019). Por su parte el volumen de ventas se mantuvo prácticamente constante con cambios en la distribución por el aumento en el consumo residencial y la baja en el consumo de los clientes comerciales e industriales como consecuencia de los cambios generados por la pandemia.

El **EBITDA ajustado** disminuyó ARS 2.094 millones, alcanzando una pérdida de ARS 1.414 millones en el 4T20, en comparación a una ganancia de ARS 680 millones en el mismo período del año anterior. Esta caída se explica principalmente por la disminución en el margen bruto producto de los menores ingresos por ventas en términos reales como consecuencia del congelamiento tarifario parcialmente compensado por una leve mejora en las pérdidas de energía, y costos operativos que se mantuvieron prácticamente constantes.

El **resultado neto** acumuló una pérdida de ARS 15.660 millones en el 4T20, disminuyendo ARS 13.274 millones en comparación al mismo período de 2019. La variación se debe principalmente al reconocimiento de una desvalorización de los activos de la Sociedad por ARS 17.396 millones. Se han identificado indicios de deterioro de valor en los activos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020, los cuales incluyen diversos escenarios posibles y ponderando factores tales como el contexto macroeconómico actual y la proyección del negocio de la Sociedad a mediano y largo plazo. Adicionalmente se observa un menor resultado operativo, por ARS 2.168 millones en el 4T20. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un menor impuesto a las ganancias por ARS 5.757 millones, generado principalmente por el impacto en el impuesto diferido la desvalorización de activos por ARS 5.219 millones.

Las **inversiones** del 4T20 alcanzaron los ARS 3.243 millones, lo que significa un aumento del 27% respecto del mismo período del año anterior, reflejando el esfuerzo realizado por la sociedad a pesar de haberse reducido el margen bruto por el congelamiento tarifario y a las restricciones propias generadas por la pandemia a lo largo del año. Estas mayores inversiones respecto a igual período del 2019 obedecen al recupero en el 4T del retraso en los meses anteriores como consecuencia de las demoras ocasionadas por el aislamiento social preventivo y obligatorio (“ASPO”). La falta de previsibilidad en el futuro cercano como consecuencia del congelamiento tarifario dispuesto y la caída acumulada en la demanda registrada en los últimos años puede afectar el ritmo de las inversiones pautado en el ambicioso plan fijado por **edenor**, siempre observando no afectar el cumplimiento de los indicadores de calidad de servicio, los que en los últimos años han resultado mejores que los requeridos regulatoriamente.

HECHOS RELEVANTES

Venta del paquete accionario mayoritario de edenor

Con fecha 28 de diciembre de 2020, Pampa Energía S.A., titular del 100% de las acciones Clase A de **edenor**, representativas del 51% de su capital social, celebró en carácter de vendedora, un contrato de compraventa de acciones con Empresa de Energía del Cono Sur S.A, cuyos garantes son Integra Capital S.A., Daniel Eduardo Vila, Mauricio Filiberti y José Luis Manzano.

El precio de compra acordado consiste en (i) 21.876.856 acciones Clase B de **edenor**, representativas del 2,41% del capital social y los votos de **edenor**; (ii) USD 95 millones; y (iii) un pago contingente por el 50% de la ganancia generada en caso de cambio de control de la Compradora o de **edenor** durante el primer año luego del cierre de la Transacción o mientras se mantenga adeudado el Saldo de Precio. El Precio en Efectivo es abonado en 3 cuotas: la primera por un monto de USD 5 millones fue abonada con posterioridad a la firma; la segunda por un monto de USD 50 millones será abonada en la fecha de Cierre, sujeto al cumplimiento de las condiciones precedentes; y la tercera por un monto de USD 40 millones deberá abonarse cuando se cumpla un año desde la fecha de Cierre. El Saldo de Precio devengará un interés a una tasa fija nominal anual del 10% comenzando en la fecha de Cierre, los que serán pagaderos en forma trimestral.

Al respecto, con fecha 17 de febrero de 2021, la Asamblea de accionistas de Pampa Energía procedió a aprobar la referida operación, mientras que a la fecha de emisión de este reporte la autorización del Ente Regulador se encuentra en trámite.

Oferta de recompra de ONs por cambio de control

Con relación al punto precedente, dado que **edenor** tiene deuda en el mercado, el prospecto de emisión de dicha deuda prevé en su cláusula 10.3 que cada tenedor de ON tendrá el derecho de exigir que la Sociedad recompere la totalidad o una parte de las ON de ese tenedor mediante la presentación de una Oferta por Cambio de Control. Esta oferta se realizará por el 100% del VN, con más los intereses devengados e impagos existentes a la fecha. Además, la oferta se realizará dentro de los 30 días en que se ha producido el cambio de control (para el caso de **edenor**, desde la aprobación venta por parte de Pampa y la aprobación del ENRE), indicando la fecha específica de recompra la cual deberá tener lugar entre los 30 y los 60 días posteriores a la fecha de envío de la notificación de oferta por cambio de control.”

En este sentido la Sociedad ha contactado a distintos bancos especializados en reestructuración de deuda para evaluar los posibles cursos de acción, entre los que se consideran (i) requerir un consentimiento de una dispensa a la cláusula de cambio de control, y (ii) ofrecer una reestructuración de la deuda que permita al mismo tiempo extender los plazos de vencimiento, más allá de cualquier otra alternativa que el comprador del paquete accionario mayoritario de la Sociedad esté evaluando en caso de que la transacción se perfeccione.

Deterioro del valor de los activos de larga duración

La Sociedad analiza la recuperabilidad de sus activos de largo plazo periódicamente o cuando existen eventos o cambios en las circunstancias que impliquen un potencial indicio de desvalorización del valor de los bienes con respecto a su valor recuperable, medido éste como el mayor entre su valor de uso y su valor razonable menos el costo de venta al cierre del período.

Dada la falta de actualización tarifaria y la situación económica y sanitaria que afecta al país se han actualizado las proyecciones efectuadas por la Sociedad respecto a la recuperabilidad de sus propiedades, plantas y equipos.

El valor de uso es determinado sobre la base de flujos de fondos proyectados y descontados empleando tasas de descuento que reflejen el valor tiempo del dinero y los riesgos específicos de los activos considerados. Dada la presente incertidumbre se han efectuado distintos escenarios con sus respectivas probabilidades estimadas. Se puede encontrar mayor detalle del proceso en la nota 6.C. de los estados financieros presentados a diciembre 2020.

Luego de efectuado el análisis de recuperabilidad de los activos a largo plazo, la Sociedad ha registrado en los estados financieros con cierre de diciembre 2020 una desvalorización de propiedades, planta y equipo por ARS 17.396 millones.

Decreto N° 1020/20 | Inicio de revisión de la RTI, régimen de transición y extensión del congelamiento

Con fecha 16 de diciembre de 2020, mediante el Decreto N° 1020/20 el PEN dispuso el inicio de la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral, la cual no podrá exceder los dos años de negociación debiendo suspenderse hasta entonces los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes, con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores. Se establece que se podrán celebrar Acuerdos Transitorios de Renegociación, los cuales modifican de forma limitada las condiciones particulares de la revisión tarifaria imponiendo un Régimen Tarifario de Transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación.

Asimismo, se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2021, la intervención administrativa del ENRE dispuesta por el Decreto N° 277/20, o en su defecto hasta que finalice la renegociación de la revisión tarifaria.

A su vez, se prorrogó hasta el 31 de marzo de 2021, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición, lo que suceda primero.

Posteriormente con fecha 19 de enero de 2021, el ENRE dictó la Resolución N° 16 disponiendo dar inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas, cuyo objetivo es establecer un Régimen Tarifario de Transición hasta el Acuerdo Definitivo de Renegociación. A ese fin, el Ente Regulador ha solicitado como primera medida que se le presente cierta información financiera y también referida al plan de inversiones 2021-2022, a partir del plan de inversiones establecido en la RTI 2017.

Convocatoria de Audiencia Pública por Régimen Tarifario de Transición

El 4 de marzo de 2021 mediante la Resolución No. 53/2021 el ENRE determinó, con el objetivo de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto del Régimen Tarifario de Transición para las empresas **edenor** y Edesur, convocar a Audiencia Pública para el 30 de marzo de 2021. La audiencia se realizará de manera virtual.

Presupuesto 2021 | Regularización de obligaciones con CAMMESA

Con fecha 11 de diciembre de 2020, mediante el Decreto N° 990/20, se aprobó parcialmente la Ley de Presupuesto 2021, disponiendo en su artículo 87, un régimen de regularización para las obligaciones pendientes de pago con CAMMESA y/o con el MEM por las deudas de las Distribuidoras de Energía Eléctrica acumuladas al 30 de septiembre de 2020, ya sea por consumos de energía, potencia, intereses y/o penalidades, en las condiciones que establezca la autoridad de aplicación, quien podrá establecer créditos equivalentes hasta cinco veces la factura media mensual o el sesenta y seis por ciento de la deuda existente, mientras que la deuda restante deberá ser regularizada en hasta sesenta cuotas mensuales, con hasta seis meses de gracia y a la tasa vigente en el MEM reducida en un cincuenta por ciento. La autoridad de aplicación podrá llegar a acuerdos de regularización en forma particular con cada una de las Distribuidoras.

En línea con esto, con fecha 21 de enero de 2020, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 40 que estableció el “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones” para las deudas mantenidas con CAMMESA y/o con el MEM validando los puntos anteriormente mencionados. A la fecha del presente informe, la empresa se encuentra evaluando el alcance e implicancias de dicho régimen.

Acuerdo Sobre el Ejercicio conjunto de la Regulación

Con fecha 19 de enero de 2021 la Sociedad ha prestado su conformidad respecto del Acuerdo sobre el Ejercicio Conjunto de la Regulación y Control del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica celebrado entre el Estado Nacional, PBA y CABA, mediante el cual se reconoce que la titularidad y el carácter de Poder Concedente del servicio público de distribución de energía eléctrica en el área de concesión de la Sociedad permanece actualmente en cabeza del Estado Nacional, acordándose dejar sin efecto una serie de instrumentos vinculados a la transferencia del citado servicio a las jurisdicciones locales y comprometiéndose a la creación de un Ente tripartito de regulación y control de la actividad.

Cobro Acuerdo Marco

Con fecha 22 de diciembre de 2020, se celebró el “Acuerdo para el Desarrollo del Plan de Trabajo Preventivo y Correctivo de la Red de Distribución Eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires”, para garantizar el suministro eléctrico a los barrios populares del AMBA.

Al 31 de diciembre de 2020, la deuda acumulada por consumos en asentamientos en el área de concesión de edenor era de ARS 2.702 millones, correspondientes al suministro de energía eléctrica brindado durante el período octubre 2017 – diciembre 2020, a los asentamientos y barrios carenciados, con excepción de la proporción hasta mayo de 2019 del Estado Nacional y de la bonificación de la tarifa social que la Provincia de Buenos Aires aporta desde el 1º de enero de 2019.

Bajo este Acuerdo ya se reconocieron deudas por ARS 2.126 millones, por los consumos hasta Julio 2020, monto a ser aplicado al Plan de Obras para que se realicen los trabajos necesarios de mantenimiento preventivo y correctivo en las redes a cargo de las distribuidoras y vinculadas a los barrios populares, a los efectos de mejorar el servicio que allí se presta y poder hacer frente a las contingencias y eventuales picos de consumo que suelen presentarse en la temporada estival.

En enero 2021 la sociedad recibió el primer desembolso por ARS 1.500 millones; se prevé el segundo desembolso por ARS 500 millones en el primer trimestre de 2021; el tercer desembolso por ARS 500 millones en el segundo trimestre de 2021; y el cuarto desembolso por el remanente correspondiente a los consumos totales de los barrios populares entre los meses de agosto y diciembre de 2020 que deben ser validados aún por el ENRE.

Modificación a la Programación Estacional

El 24 de febrero de 2021 mediante la Resolución No. 131/2021 la Secretaría de Energía determinó modificar el precio estabilizado de energía de los Grandes Usuarios de Distribución (GUDI) para equipararlo con los Grandes Usuarios del MEM para el período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de abril de 2021. A su vez se crea y queda exceptuada del aumento la categoría grandes usuarios organismos públicos salud / educación.

Por último, mediante esta resolución también se incrementa de ARS 80/MWh a ARS 160/MWh, el nuevo valor para el gravamen destinado al Fondo Nacional de Energía Eléctrica. Luego, mediante la resolución Enre No. 270/2021 se postergó el cambio de precio de este gravamen para las facturas que se emitan a partir del primero de marzo de 2021. Por su parte **edenor** ha solicitado al ENRE el traspaso a tarifa del mayor valor de la energía con destino a los GUDIs, a la fecha del presente reporte no se ha obtenido una respuesta.

Cesión Onerosa Crédito Ribera Desarrollos SA (“RDSA”)

En noviembre de 2015 **edenor** había concretado la adquisición de un activo inmobiliario a la constructora RDSA que incumplió el contrato, no dando siquiera comienzo a la construcción de la torre de oficinas. Por ello, **edenor** rescindió el contrato por causa imputable a RDSA e inició el reclamo a la compañía de Seguros. Posteriormente, en 2019 se acordó un cobro por el seguro de caución de USD 15 MM, quedando el derecho al crédito con RDSA a favor de **edenor**. En el concurso de acreedores de RDSA se presentaron cuatro alternativas para el recupero del crédito. **edenor** prestó conformidad a una de ellas, alternativa que requiere la realización de aportes financieros adicionales. Dada la compleja situación económico-financiera de la Sociedad y la necesidad de focalizar los recursos en el plan de inversiones tendiente a mantener la calidad en la prestación del servicio, sumado a la incertidumbre respecto de la recuperabilidad del crédito litigioso sujeto a la evolución del concurso preventivo de acreedores de RDSA, el directorio en su reunión del 18 de enero de 2021, aceptó la oferta recibida por la cesión de dicho crédito por ARS 400 millones inicial y un precio contingente sujeto a la ejecución del proyecto bajo ciertas condiciones. Cabe destacar que el

recupero parcial de la previsión no fue registrado en los presentes estados contables y será reconocido en el primer trimestre de 2021.

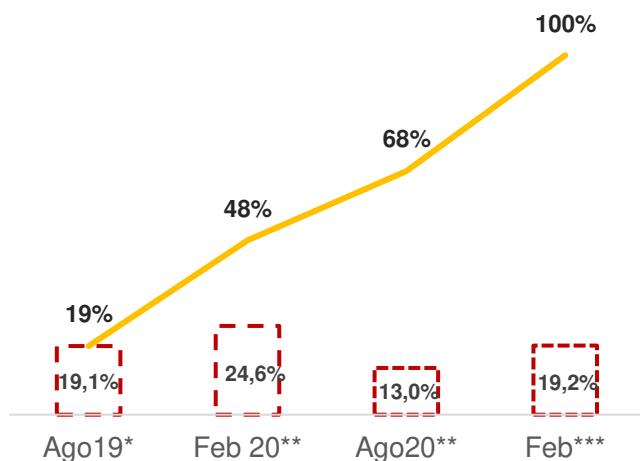
PRINCIPALES RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2020

En millones de pesos en moneda constante	12 Meses			4T		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por servicios	91.316	122.437	(25%)	18.265	24.600	(26%)
Compras de energía	(57.930)	(77.649)	(25%)	(11.689)	(16.134)	(28%)
Margen bruto	33.386	44.788	(25%)	6.576	8.466	(22%)
Gastos operativos	(36.062)	(37.210)	(3%)	(9.479)	(9.442)	0%
Otros egresos operativos	155	(1.113)	na	(191)	50	na
Desvalorización de activos	(17.396)	-	na	(17.396)	-	na
Resultado neto operativo	(19.917)	6.465	na	(20.490)	(926)	2113%
Acuerdo regularización de obligaciones	-	23.270	na	-	(0)	na
Resultado financiero, neto	(11.111)	(13.923)	(20%)	(3.213)	(2.907)	11%
RECPAM*	9.767	15.236	(36%)	3.116	2.278	37%
Impuesto a las Ganancias	3.563	(14.530)	na	4.927	(830)	na
Resultado neto	(17.698)	16.518	na	(15.660)	(2.386)	556%

*Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda

Los **Ingresos por servicios** disminuyeron un 26% a ARS 18.265 millones en el 4T20 comparado con ARS 24.600 millones del 4T19. Esta disminución de ARS 6.336 millones se debe principalmente al congelamiento tarifario tanto del Valor Agregado de Distribución como del precio estacional trasladado a tarifa en un contexto inflacionario, que implicaron una caída de los ingresos en términos reales. La falta de aplicación del mecanismo de actualización sobre el CPD desde marzo 2019 implica la aplicación de un mismo precio de venta nominal entre trimestres, provocando una menor venta en términos reales por aproximadamente ARS 2.411 millones. Los menores ingresos también se deben a una menor facturación por la disminución en términos reales del costo de las compras de energía medidas en pesos por ARS 3.908 millones. Por su parte el volumen físico de ventas de electricidad, sin el consumo de los barrios carenciados, disminuyó levemente generando menores ingresos por ARS 16 millones en el 4T20 respecto del mismo período el año anterior.

A continuación, se resumen los ajustes al VAD no otorgados en concepto de aumento en los costos propios de distribución:



De haberse concretado a la fecha todos los ajustes adeudados, el VAD del trimestre debería incrementarse en ARS 4.851 millones.

* Ajuste postergado por Acuerdo de Mantenimiento de Tarifa

** Ajustes postergados por Ley 27.541 de Solidaridad y Reactivación Productiva, extendido hasta diciembre 2020.

*** Ajuste postergado por Decreto 1020/2020, extendiendo congelamiento tarifario hasta marzo 2021

	12 Meses 2020			12 Meses 2019			Variación	
	GWh	Part. %	Clientes	GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Residenciales *	9.315	46,2%	2.786.153	8.372	41,9%	2.758.162	11,3%	1,0%
Comerciales pequeños	1.609	8,0%	327.128	1.692	8,5%	322.036	(4,9%)	1,6%
Comerciales medianos	1.341	6,6%	31.012	1.549	7,8%	31.077	(13,4%)	(0,2%)
Industriales	3.210	15,9%	6.860	3.503	17,5%	6.830	(8,4%)	0,4%
Sistema de peaje	3.364	16,7%	687	3.569	17,9%	684	(5,8%)	0,4%
Otros								
Alumbrado público	676	3,4%	21	713	3,6%	21	(5,2%)	0,0%
Asent. y barrios carenciados	664	3,3%	482	575	2,9%	469	15,6%	2,8%
Total	20.179	100%	3.152.343	19.974	100%	3.119.279	1,0%	1,1%

	4T 2020			4T 2019			Variación	
	GWh	Part. %	Clientes	GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Residenciales *	2.020	42,5%	2.786.153	1.868	39,4%	2.758.162	8,1%	1,0%
Comerciales pequeños	391	8,2%	327.128	419	8,8%	322.036	(6,8%)	1,6%
Comerciales medianos	328	6,9%	31.012	384	8,1%	31.077	(14,7%)	(0,2%)
Industriales	821	17,3%	6.860	883	18,6%	6.830	(7,1%)	0,4%
Sistema de peaje	911	19,2%	687	913	19,2%	684	(0,1%)	0,4%
Otros								
Alumbrado público	148	3,1%	21	155	3,3%	21	(4,3%)	0,0%
Asent. y barrios carenciados	134	2,8%	482	124	2,6%	469	8,2%	2,8%
Total	4.752	100%	3.152.343	4.745	100%	3.119.279	0,1%	1,1%

* 558.067 clientes tienen el beneficio de la Tarifa Social

El **volumen de ventas** de energía aumentó un 0,1%, alcanzando los 4.752 GWh en el 4T20 comparado con 4.745 GWh en el mismo periodo de 2019. Es importante destacar que el trimestre está afectado por la irrupción de la crisis por COVID-19 generando fuertes cambios en el consumo de energía. El consumo de energía de los usuarios residenciales aumentó en un 8,1% mientras que los usuarios comerciales (pequeños y medianos) e industriales redujeron su consumo en un 10,6% y 7,1%, respectivamente. La demanda residencial aumentó 152 GWh principalmente debido al mayor tiempo que pasaron las personas en casa por las restricciones para circular y la implementación de la modalidad de teletrabajo. Las caídas de 85 GWh y 63 GWh para los usuarios comerciales e industriales, respectivamente, se deben principalmente al cierre, parcial o total de comercios e industrias por las medidas implementadas a partir del ASPO. Sin embargo, y a pesar de las caídas mencionadas, estos sectores muestran una recuperación en el trimestre respecto de los primeros meses del ASPO. Adicionalmente, parte de la recuperación en el volumen de ventas puede explicarse por el atraso en la actualización tarifaria.

Por otro lado, la base de clientes de **edenor** se incrementó en un 1,1% principalmente por el incremento de los clientes residenciales como consecuencia de las acciones de disciplina de mercado implementadas previo al inicio del ASPO y a la instalación durante el último año más de 25.000 medidores integrados de energía que en su mayoría fueron destinados a regularizar suministros clandestinos.

Las **compras de energía** disminuyeron un 28% a ARS 11.689 millones en el 4T20 comparado con ARS 16.134 millones en el mismo periodo de 2019. Dicha caída de ARS 4.445 millones se debe principalmente a una disminución en el precio medio de compra en términos reales de un 24.5%, que generó menores egresos por ARS 3.939 millones. El último incremento fue del 5% (a excepción de los usuarios residenciales) en agosto 2019, según lo dispuesto por la Resolución No. 14/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. Esta disminución no fue afectada por el volumen de energía neto de pérdidas que aumentó solamente 0,3%, valorizado en aproximadamente ARS 31 millones. A su vez, el precio estacional de referencia aplicable a los usuarios sigue gozando del subsidio del Estado Nacional, especialmente en el caso de clientes residenciales, donde alcanzó el 54% del costo real de generación del sistema entre octubre y noviembre 2020. Adicionalmente, la tasa de pérdidas de energía disminuyó, pasando a 18,4% en el 4T20 respecto del 19,4% registrado el mismo trimestre del año pasado. A su vez, el costo asociado a las pérdidas disminuyó en un 35.1% en términos reales, por la falta de actualización del precio estacional de referencia en un contexto inflacionario, provocando menores compras por ARS 537 millones.

Es importante destacar que en los últimos años **edenor** ha sufrido el deterioro sistemático de la situación patrimonial y financiera como consecuencia del atraso tarifario, el aumento de los costos operativos, la caída en la demanda y el aumento del hurto de energía. Por su parte, el surgimiento de la pandemia a nivel mundial generó diversas consecuencias en las actividades económicas a nivel global, las cuales, impactaron directamente sobre las actividades de la compañía generando, sobre todo al inicio del aislamiento social, una merma en la recaudación. Por todo ello, hemos visto la necesidad de postergar parcialmente los pagos a CAMMESA por la energía adquirida en el Mercado Eléctrico Mayorista a partir de los vencimientos operados durante el mes de marzo de 2020, acumulando al 30 de diciembre de 2020 una deuda de ARS 12.372 millones antes de intereses. Por su parte la deuda acumulada al 30 de septiembre de 2020 está comprendida por el “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones” dictado por la resolución N°40 de la Secretaría de Energía. A la fecha del presentes informe, la sociedad ha presentado toda la información que le ha sido requerida bajo esta resolución y se encuentra evaluando el alcance e implicancias de dicho régimen.

Los **gastos operativos** se mantuvieron prácticamente estables, alcanzando los ARS 9.479 millones en el 4T20 comparado con ARS 9.442 millones en el 4T19. Esto se explica principalmente por el aumento de ARS 332 millones en honorarios y retribuciones por servicios y el crecimiento de la previsión de deudores incobrables en ARS 278 millones producto del incremento en la tasa de incobrabilidad como consecuencia del contexto de COVID-19 que produjo un incremento sustancial del Saldo Moroso. Por último, las remuneraciones y cargas sociales aumentaron ARS 137 millones y los gastos de comunicaciones ARS 54 millones. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por menores sanciones por ARS 417 millones producto de la mejora en la calidad de servicio y un menor consumo de materiales por ARS 362 millones por la reducción de ciertas actividades como consecuencia de las medidas adoptadas por el regulador.

En millones de Pesos en moneda constante	12 Meses			4T		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Remuneraciones y cargas sociales	(11.315)	(11.909)	(5%)	(3.470)	(3.333)	4%
Planes de pensión	(477)	(357)	34%	(4)	(0)	na
Gastos de comunicaciones	(662)	(640)	3%	(200)	(147)	37%
Previsión para desv. de créditos por ventas y otros créditos	(4.183)	(1.844)	127%	(837)	(559)	50%
Consumo de materiales	(2.026)	(2.356)	(14%)	(354)	(716)	(51%)
Alquileres y seguros	(317)	(308)	3%	(93)	(70)	32%
Servicio de vigilancia	(373)	(507)	(26%)	(103)	(98)	5%
Honorarios y retribuciones por servicios	(7.603)	(7.540)	1%	(2.263)	(1.931)	17%
Amortizaciones de activos por derecho de uso	(321)	(223)	44%	(107)	(81)	32%
Relaciones públicas y marketing	(19)	(56)	(66%)	(2)	(3)	(26%)
Publicidad y auspicios	(10)	(29)	(66%)	(1)	(2)	(19%)
Depreciaciones de propiedades, plantas y equipos	(6.506)	(6.295)	3%	(1.573)	(1.526)	3%
Honorarios directores y sindicos	(28)	(30)	(7%)	(4)	(5)	(14%)
Sanciones ENRE	(695)	(3.769)	(82%)	(85)	(503)	(83%)
Impuestos y tasas	(1.517)	(1.325)	14%	(381)	(460)	(17%)
Diversos	(9)	(21)	(57%)	(1)	(10)	(92%)
Total	(36.062)	(37.210)	(3%)	(9.479)	(9.442)	0%

El **resultado financiero** presentó un aumento en las pérdidas del 11% alcanzando los ARS 3.213 millones en el 4T20 en comparación con ARS 2.907 millones en el 4T19. Dicha diferencia se debe principalmente a mayores intereses devengados por la deuda incurrida con CAMMESA por ARS 2.211 millones y a una menor ganancia por ARS 625 millones por recompra de Ons realizadas en el 4T19. Estos resultados fueron parcialmente compensados por menores cargos por intereses financieros por ARS 1.796 millones y un cambio positivo en el valor de los activos financieros por ARS 948 millones.

El **resultado neto** cayó ARS 13.274 millones, alcanzando una pérdida de ARS 15.660 millones en el 4T20 contra una pérdida de ARS 2.386 millones en el mismo período de 2019. Esta diferencia obedece principalmente a I resultado por desvalorización de activos registrado en el 2020 por 17.396 millones como consecuencia del análisis de recuperabilidad de los activos bajo un contexto de incertidumbre tarifaría para **edenor** y emergencia económica y sanitaria para el país. El resultado operativo sin tener en cuenta este efecto hubiese disminuido ARS 2.168 millones en el 4T20 contra el mismo período del año anterior. Estos resultados negativos fueron parcialmente compensados por un mayor resultado por el ajuste por inflación y el impacto en el impuesto a las ganancias de la desvalorización de activos mencionada anteriormente.

EBITDA ajustado

El EBITDA ajustado del 4T20 registró una pérdida de ARS 1.414 millones, ARS 2.094 millones menor al mismo periodo de 2019. El ajuste al EBITDA en los períodos trimestrales de comparación corresponde a la desvalorización de activos mientras que para el período de 12 meses se le agrega el ajuste corresponde a la actualización de sanciones correspondientes al período de transición en 2019.

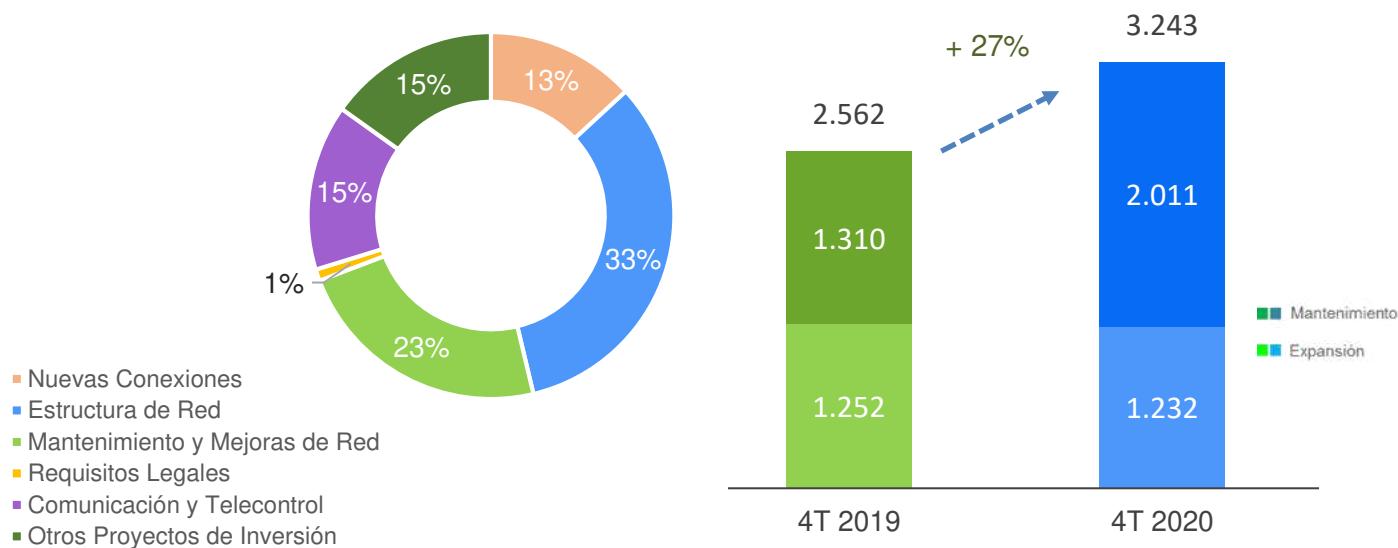
En millones de Pesos en moneda constante	12 Meses			4T		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Resultado operativo	(19.917)	6.465	na	(20.490)	(926)	na
Depreciación de propiedades, plantas y equipos	6.827	6.518	5%	1.680	1.606	5%
EBITDA	(13.090)	12.983	na	(18.810)	680	na
Desvalorización de Activos	17.396	-	na	17.396	-	na
Sanciones - Actualización (*)	-	1.019	na	-	-	na
EBITDA ajustado	4.306	14.002	(69%)	(1.414)	680	na

(*) El acuerdo de regularización de obligaciones firmado el 10 de mayo de 2019 discontinuó la actualización de sanciones correspondientes al periodo de transición (2006-2016).

Inversiones en Bienes de Capital

Las inversiones en Bienes de Capital de **edenor** durante el 4T20 totalizaron ARS 3.243 millones comparado con ARS 2.562 millones en el 4T19. Las inversiones durante el período fueron las siguientes:

- ARS 427 millones en nuevas conexiones;
- ARS 1.074 millones en mejoras en la estructura de la red;
- ARS 744 millones en mantenimiento;
- ARS 33 millones en requisitos legales;
- ARS 475 millones en comunicaciones y telecontrol;
- ARS 490 millones en otros proyectos de inversión.



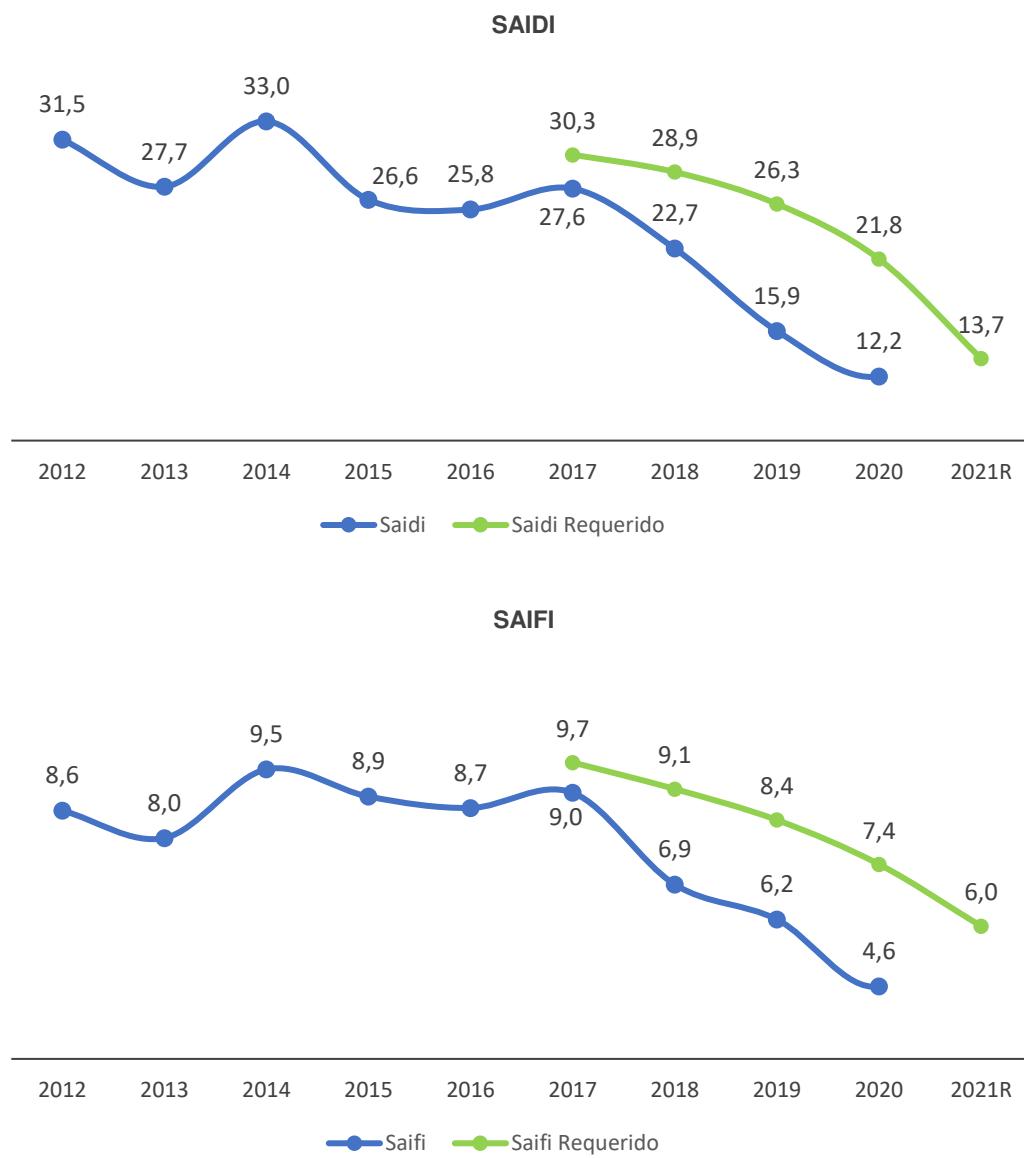
El aumento de las inversiones fue de un 27% respecto al mismo período del año anterior y obedece principalmente al esfuerzo realizado por la sociedad a pesar de haberse reducido el margen bruto por el congelamiento tarifario y a las restricciones propias generadas por la pandemia a lo largo del año. Estas mayores inversiones respecto a igual periodo del 2019 obedecen al recupero en el 4T del retraso en los meses anteriores como consecuencia de las demoras ocasionadas por el aislamiento social preventivo y obligatorio ("ASPO"). La falta de previsibilidad en el futuro cercano como consecuencia del congelamiento tarifario dispuesto y la caída acumulada en la demanda registrada en los últimos años puede afectar el ritmo de las inversiones pautado en el ambicioso plan fijado por **edenor**, siempre observando no afectar el cumplimiento de los indicadores de calidad de servicio, los que en los últimos años han resultado mejores que los requeridos regulatoriamente. Todo ello con el debido cuidado de nuestros empleados, contratistas y clientes, aplicando estrictos protocolos de higiene, seguridad y salud para cada una de las actividades realizadas bajo esta inédita circunstancia.

Las inversiones destacadas del trimestre fueron la puesta en servicio de las nuevas subestaciones Colegiales, Libertad y Jose C Paz junto con el nuevo centro de rebaje El Cruce por un total de 240 MVA. Adicionalmente se realizó el montaje de dos nuevos bancos capacitores de 150 MVA cada uno en la subestación Rodriguez. Por último, se realizó la construcción de 19 km de nuevos electrodutos de alta tensión y la renovación de otros 4,5 km.

Estándares de Calidad del Servicio

Los estándares de calidad se miden a través de la duración y la frecuencia de las interrupciones en la prestación del servicio utilizando los indicadores SAIDI y SAIFI. SAIDI se refiere a la duración de las interrupciones, mide la cantidad de horas que un usuario está sin servicio por año. SAIFI se refiere a la frecuencia de las interrupciones, mide la cantidad de veces que un usuario está sin servicio por año.

Al cierre del cuarto trimestre de 2020 los indicadores SAIDI y SAIFI para los últimos 12 meses fueron de 12,2 horas y 4,6 cortes por año, mejorando un 23,3% y 25,8%, respectivamente comparados con el mismo período del año anterior. A su vez los indicadores son un 43,9% y 37,3% menores a lo requerido por la RTI. Esta recuperación en el servicio se debe principalmente al ambicioso plan de inversión que ha realizado la empresa desde 2014, las distintas mejoras implementadas en los procesos operativos y la adopción de tecnología aplicada a la operación y gestión de la red. El éxito de este plan puede verse reflejado en el hecho que estos indicadores están sobre cumpliendo el sendero de mejora de calidad de servicio establecido por el regulador, inclusive se está cumpliendo con los índices requeridos para el 2021.

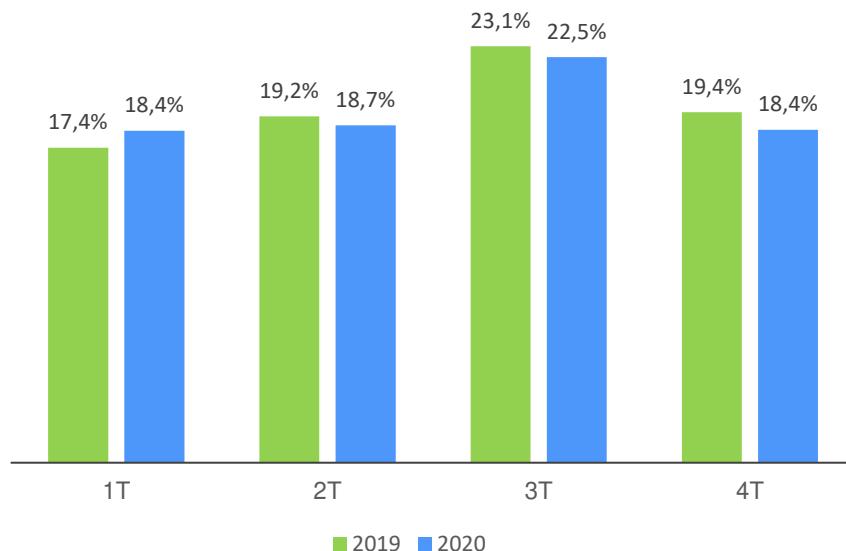


Pérdidas de Energía

En el 4T20, las pérdidas de energía disminuyeron a 18,4% en comparación con 19,4% en el mismo periodo de 2019. El costo asociado a las pérdidas se mantuvo estable, arrojando una disminución de un 35,1% en términos reales. Esto impacta en una mejora en términos reales de ARS 537 millones.

Se continuó con el trabajo de equipos multidisciplinarios para brindar nuevas soluciones a las pérdidas de energía, así como también con las actividades de disciplina de mercado (DIME) destinadas a reducirlas. Se utilizaron herramientas analíticas e inteligencia artificial para lograr mejoras en la efectividad del direccionamiento de inspecciones y se realizaron tareas DIME con el objetivo de detectar y normalizar conexiones irregulares, fraudes y hurtos de energía.

Durante el último año se efectuaron aproximadamente 462 mil inspecciones de medidores en Tarifa 1 con un 57% de efectividad y se instalaron más de 25.000 Medidores Integrados de Energía (MIDE). En cuanto al recupero de energía, además de la normalización de clientes con MIDE se realizó la normalización de clientes clandestinos con medidores convencionales. A su vez se implementó un nuevo sistema de balance de energía y el desarrollo de micro-balances en barrios privados. En todos los casos se ha observado una llamativa tasa de reincidencia en el fraude. En esta línea se realizaron 349 acuerdos prejudiciales, se radicaron 125 denuncias penales y se detuvieron a 71 personas en 42 operativos realizados junto a las fuerzas de seguridad.



Endeudamiento

Al 31 de diciembre de 2020, el capital pendiente de amortización de deuda financiera denominada en dólares es de USD 98,3 millones, mientras que la deuda neta de caja es de USD 21,9 millones. La deuda financiera se compone únicamente por las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2022, el último pago correspondiente a la amortización del préstamo con el banco ICBC, por USD 12,5 millones, se realizó el 5 de octubre. Por último, con posterioridad al cierre del año, el 28 de enero, se cancelaron ONs en cartera por USD 114.000 quedando en circulación USD 98.167.000.

Acerca de edenor

Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (**edenor**) es la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina en términos de cantidad de clientes y electricidad vendida (en GWh). A través de una concesión, **edenor** distribuye electricidad en forma exclusiva en el noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, lo que comprende una población de aproximadamente 9 millones de habitantes en una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados. En 2020, **edenor** vendió 20.179 GWh de electricidad y compró 25.124 GWh (Incluida la demanda del sistema de peaje), registrando ingresos por servicios por ARS 91 mil millones ajustados por inflación a diciembre 2020. A su vez la sociedad obtuvo un resultado neto negativo por ARS 15,7 mil millones.

Este comunicado de prensa puede contener declaraciones sobre hechos futuros. Estas declaraciones no son hechos históricos y se basan en la visión actual de la dirección de la Compañía y estimaciones de circunstancias económicas futuras, condiciones de la industria, rendimiento y resultados financieros de la Compañía. Los términos “anticipa”, “cree”, “estima”, “espera”, “proyecta” y expresiones similares, según se refieran a la Compañía, tienen el objetivo de identificar declaraciones a futuro. Estas declaraciones reflejan los puntos de vista actuales de la dirección y se encuentran sujetas a una cantidad de riesgos e incertidumbres, incluyendo aquéllos identificados en los documentos presentados por la Compañía ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos. No existen garantías de que los hechos, tendencias o resultados esperados efectivamente ocurran. Las declaraciones se basan en muchos presupuestos y factores, incluyendo condiciones de mercado y económicos generales, condiciones de la industria y factores operativos. Algunos cambios en dichos presupuestos o factores podrían originar que los resultados reales difieran sustancialmente de las expectativas actuales.

Edenor S.A.
Avenida del Libertador 6363, Piso 4º
(C1428ARG) Buenos Aires, Argentina
Tel: 5411.4346.5510
investor@edenor.com
www.edenor.com

Estado de Situación Financiera Condensado Intermedio

al 31 de diciembre de 2020 y 2019

Valores expresados en moneda constante

En millones de Pesos en moneda constante	31.12.2020 AR\$	31.12.2019 AR\$		31.12.2020 AR\$	31.12.2019 AR\$
ACTIVO				PATRIMONIO	
ACTIVO NO CORRIENTE				Capital social	875 875
Propiedades, plantas y equipos	124.914	137.894		Ajuste sobre capital social	36.404 36.404
Participación en negocios conjuntos	11	15		Prima de emisión	504 504
Activo por impuesto diferido	280	355		Acciones propias en cartera	31 31
Otros créditos	42	35		Ajuste acciones propias en cartera	782 782
Activos financieros a costo amortizado	239	-		Costo de adquisición de acciones propias	(3.053) (3.053)
TOTAL DEL ACTIVO NO CORRIENTE	125.486	138.299		Reserva legal	2.581 1.755
ACTIVO CORRIENTE				Reserva facultativa	42.690 26.998
Inventarios	1.873	2.623		Otros resultados integrales	(218) (294)
Otros créditos	624	394		Resultados acumulados	(17.698) 16.518
Créditos por ventas	14.151	16.961		TOTAL DEL PATRIMONIO	62.898 80.520
Activos financieros a costo amortizado	78	-			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.362	558		PASIVO	
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE	23.310	24.334		PASIVO NO CORRIENTE	
TOTAL DEL ACTIVO	148.796	162.633		Deudas comerciales	521 503
				Otras deudas	6.285 5.472
				Préstamos	8.261 11.159
				Ingresos diferidos	1.471 368
				Remuneraciones y cargas soc. a pagar	303 327
				Planes de beneficios	749 713
				Pasivo por impuesto diferido	23.709 27.300
				Previsiones	2.431 2.808
				TOTAL DEL PASIVO	
				NO CORRIENTE	
				Deudas comerciales	33.019 17.288
				Otras deudas	2.999 4.895
				Préstamos	143 2.259
				Instrumentos financieros derivados	1 279
				Ingresos diferidos	37 7
				Remuneraciones y cargas soc. a pagar	3.734 3.278
				Planes de beneficios	84 70
				Impuesto a las ganancias a pagar, neto	- 2.681
				Deudas fiscales	1.793 2.415
				Previsiones	358 291
				TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE	42.168 33.463
				TOTAL DEL PASIVO	85.898 82.113
				TOTAL DEL PASIVO Y DEL	
				PATRIMONIO	
				148.796	162.633

Estado de Resultados Integrales Condensado Intermedio
por el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019
Valores expresados en moneda constante

<i>En millones de Pesos en moneda constante</i>	31.12.2020	31.12.2019
	AR\$	AR\$
Operaciones continuas		
Ingresos por servicios	91.316	122.437
Compras de energía	(57.930)	(77.649)
Subtotal	33.386	44.788
Gastos de transmisión y distribución	(19.866)	(21.980)
Resultado bruto	13.520	22.808
Gastos de comercialización	(10.843)	(10.007)
Gastos de administración	(5.353)	(5.223)
Otros ingresos operativos	2.200	2.364
Otros egresos operativos	(2.045)	(3.477)
Desvalorización de propiedades, plantas y equipos	(17.396)	-
Resultado operativo	(19.917)	6.465
Acuerdo de Regularización de obligaciones	-	23.270
Ingresos financieros	55	78
Gastos financieros	(9.276)	(9.205)
Otros resultados financieros	(1.890)	(4.796)
Resultados financieros netos	(11.111)	(13.923)
RECPAM	9.767	15.236
Resultado antes de impuestos	(21.261)	31.048
Impuesto a las ganancias	3.563	(14.530)
Resultado del ejercicio por operaciones continuas	(17.698)	16.518
Resultado por acción básico y diluido		
Resultado por acción operaciones continuas	(20,23)	18,88

Estado de Resultados Integrales Condensado Intermedio
 por el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019
 Expresado en valores históricos

En millones de Pesos en valores históricos	31.12.2020 AR\$	31.12.2019 AR\$
Operaciones continuas		
Ingresos por servicios	77.896	73.669
Compras de energía	(49.394)	(46.814)
Subtotal	28.502	26.855
Gastos de transmisión y distribución	(13.306)	(10.348)
Resultado bruto	15.196	16.507
Gastos de comercialización	(8.760)	(5.654)
Gastos de administración	(4.251)	(2.762)
Otros egresos operativos, netos	196	(622)
Resultado operativo	2.381	7.470
Acuerdo de regularización de obligaciones	-	13.403
Ingresos financieros	51	46
Gastos financieros	(8.346)	(5.896)
Otros resultados financieros	(1.346)	(2.552)
Resultados financieros netos	(9.641)	(8.402)
Resultado antes de impuestos	(7.259)	12.471
Impuesto a las ganancias	(123)	(2.598)
Resultado del ejercicio por operaciones continuas	(7.382)	9.873
Resultado por acción básico y diluido		
Resultado por acción operaciones continuas	(8.436,70)	11.283,38

Estado de Flujo de Efectivo Condensado Intermedio
por el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019
Valores expresados en moneda constante

<i>En millones de Pesos en moneda constante</i>	31.12.2020	31.12.2019
	AR\$	AR\$
Flujo de efectivo de las actividades operativas		
Resultado del ejercicio	(17.698)	16.518
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo provenientes de las actividades operativas:	25.937	(972)
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Aumento de créditos por ventas	(3.867)	(5.164)
Aumento de deudas comerciales	(296)	5.139
Pago de impuesto a las ganancias	(2.376)	(3.572)
Deuda Comercial con Cammesa	13.866	-
Otros	1.770	1.881
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	17.336	13.830
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(7.219)	(7.019)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(6.152)	(6.905)
(Disminución) Incremento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	3.965	(94)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	558	58
Diferencia de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	(364)	597
Res por exp la inflación efectivo y equivalentes de efectivo	203	(3)
Disminución neto del efectivo y equivalentes de efectivo	3.965	(94)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	4.362	558
Información complementaria		
Actividades que no generan flujo de efectivo		
Acuerdo regularización de obligaciones		(23.270)
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo a través de un aumento de deudas comerciales	(1.226)	(746)
Adquisiciones de activos por derechos de uso a través de un aumento de otras deudas	(246)	(579)



edenor.com

edenor[•]