

GENNEIA S.A.

Domicilio: Nicolás Repetto 3676 - Piso 3° - Olivos, Provincia de Buenos Aires

Ejercicio Económico N° 29 iniciado el 1° de enero de 2019

Reseña Informativa al 30 de Septiembre de 2019

Información confeccionada sobre la base de los Estados Contables Consolidados de GENNEIA S.A. y sus Sociedades Controladas.

Contenido

1. Análisis de los resultados de operaciones consolidado condensado (*)
 - Síntesis
 - Análisis de la contribución marginal por segmento
 - Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales
 - Generación de energía eléctrica de fuentes renovables
 - Comercialización y transporte de gas natural
 - Gastos de comercialización
 - Gastos de administración
 - Resultados financieros
 - Impuesto a las ganancias
 - Liquidez
2. Comparación de los resultados de las operaciones entre el tercer trimestre 2019 y el tercer trimestre 2018 (*)
3. Síntesis de la estructura patrimonial consolidada condensada comparativa
4. Síntesis de la estructura de resultados y otros resultados integrales consolidada condensada comparativa
5. Síntesis de la estructura del flujo de efectivo consolidada condensada comparativa
6. Datos Estadísticos (*)
7. Índices
8. Perspectivas (*)

(*) Información no cubierta por el informe de revisión limitada de los auditores independientes
Noviembre 7, 2019

1. Análisis de los resultados de operaciones consolidado (Información no cubierta por el informe de los auditores independientes)

	30-Sep-2019	30-Sep-2018	Variación
	(en miles de pesos)		
Ingresos por ventas netas	8.702.375	3.831.894	4.870.481
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	3.541.764	2.448.478	1.093.286
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	4.864.232	1.261.787	3.602.445
Comercialización y transporte de gas	168.105	102.520	65.585
Otros ingresos diversos	128.274	19.109	109.165
Costo de ventas	(3.186.529)	(1.542.580)	(1.643.949)
Gastos operativos	(951.310)	(419.534)	(531.776)
Depreciación y amortización	(2.235.219)	(1.123.046)	(1.112.173)
Utilidad Bruta	5.515.846	2.289.314	3.226.532
Gastos de comercialización	(84.910)	(28.646)	(56.264)
Gastos de administración	(495.775)	(287.033)	(208.742)
Otros egresos, netos	(1.031.101)	(84.394)	(946.707)
Resultados por inversiones a largo plazo	(63.819)	(39.185)	(24.634)
Resultados financieros, netos	(3.537.189)	(2.155.858)	(1.381.331)
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto a las ganancias	303.052	(305.802)	608.854
Impuesto a las ganancias	(1.663.975)	(124.750)	(1.539.225)
Pérdida neta por operaciones que continúan	(1.360.923)	(430.552)	(930.371)
Operaciones discontinuas			
Resultado por operaciones discontinuas	68.870	(30.731)	99.601
Pérdida neta del período	(1.292.053)	(461.283)	(830.770)
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	4.654.332	5.933.811	(1.279.479)
Total de otros resultados integrales	4.654.332	5.933.811	(1.279.479)
Resultado integral total del período	3.362.279	5.472.528	(2.110.249)
Pérdida neta atribuible a:			
Propietarios de la controladora	(1.292.053)	(461.283)	(830.770)
Total pérdida neta del período	(1.292.053)	(461.283)	(830.770)
Resultado integral total atribuible a:			
Propietarios de la controladora	3.362.279	5.472.528	(2.110.249)
Resultado integral total del período	3.362.279	5.472.528	(2.110.249)

Síntesis

El resultado neto antes de impuesto a las ganancias refleja una ganancia de \$ 303,1 millones, mostrando una variación interanual positiva de \$ 608,8 millones en comparación con la pérdida del período finalizado al 30 de Septiembre de 2018 de \$ 305,8 millones.

La utilidad bruta del período de \$ 5.515,8 millones, es 141% superior a la utilidad bruta del período anterior que ascendía a \$ 2.289,3 millones. Este aumento fue el resultado, según se explica en mayor detalle más adelante en la sección de "Análisis de la contribución marginal por segmento", principalmente a la puesta en funcionamiento de los Parques Eólicos PEM I y II, Villalonga I y II, Chubut Norte I, Pomona I y II, y los Parque Solares ULLUM I, II y III; y a mayores ingresos expresados en Pesos en base a los efectos de la devaluación cambiaria sobre las tarifas denominadas en Dólares. Este efecto fue parcialmente compensado por un mayor cargo nominal en pesos de la depreciación de los bienes de uso por efecto de la devaluación, y por costos incrementales de generación y operativos de los nuevos parques eólicos y solares entrados en operación, mencionados previamente. El margen bruto (utilidad bruta dividida por ventas netas) fue del 21% y 35% en los períodos finalizados al 30 de Septiembre de 2019 y 2018. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que el período finalizado al 30 de septiembre de 2019 concluyó con una devaluación del peso frente al dólar del 52%, en comparación a la devaluación cambiaria del 121% del período anterior.

Ingresos por Ventas

Concepto	30-Sep-2019	30-Sep-2018	Variación %
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables	4.864.232	1.261.787	286%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	3.541.764	2.448.478	45%
Ingresos por comercialización y transporte de gas	168.105	102.520	64%
Otros ingresos diversos	128.274	19.109	571%
Total ingresos por ventas	8.702.375	3.831.894	127%

Las ventas netas al 30 de Septiembre de 2019 ascendieron a \$ 8.702,4 millones, lo que representa un aumento del 127% en comparación con los \$ 3.831,9 millones al 30 de Septiembre de 2018. El aumento se debe principalmente a mayores ingresos por generación de energía renovable durante el período 2019, a causa de la puesta en marcha del PEM I en el mes de noviembre de 2018, a la puesta en funcionamiento de los parques eólicos Chubut Norte I y Villalonga y los parques solares ULLUM I, II y III en el mes de diciembre de 2018; y a la puesta en marcha, durante el año 2019, de los parques eólicos Pomona I y II en el mes de Julio y agosto, respectivamente, y de la segunda etapa del Parque Eólico Madryn en el mes de septiembre; y a mayores ingresos expresados en pesos por efecto de la devaluación cambiaria (tarifas denominadas en Dólares). Estos mayores ingresos, fueron parcialmente compensados por menores ventas de energía convencional por el establecimiento del nuevo esquema remunerativo de la Res 1/2019 y los centros operativos discontinuados de la CT Pinamar y CT Gobernador Costa y Rio Mayo.

Costo de Ventas

Concepto	30-Sep-2019	30-Sep-2018	Variación %
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(150.456)	(95.920)	57%
Compras para comercialización y transporte de gas natural	(40.359)	(23.794)	70%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(1.571.498)	(1.001.149)	57%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables	(1.411.996)	(417.394)	238%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(12.220)	(4.323)	183%
Total costo de ventas	(3.186.529)	(1.542.580)	107%

El costo de ventas al 30 de Septiembre de 2019 fue de \$ 3.186,5 millones, en comparación con los \$ 1.542,6 millones al 30 de Septiembre de 2018, lo cual representa un incremento del 107%. El aumento de costos se debe principalmente a los costos relacionados con la puesta en marcha de los parques eólicos PEM I, Villalonga I y II, Chubut Norte I y los parques solares ULLUM I, II y III a fines del ejercicio 2018; a la puesta en marcha durante el año 2019 de los parques eólicos Pomona I y II, y del Parque Eólico Madryn II; y al aumento del cargo en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Análisis de la contribución marginal por segmento

- **Generación de Energía Eléctrica de Fuentes Convencionales**

Descripción del segmento

El segmento de negocios de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales inició sus operaciones en el ejercicio 2008.

Al cierre del período finalizado al 30 de Septiembre de 2019 este segmento comprendía la operación de centrales térmicas con una potencia instalada total de 616 MW, con la siguiente distribución:

Central (Provincia)	Inicio operación Comercial	MW potencia instalada	Tipo de Contratación
Matheu (Buenos Aires)	Noviembre 2008	42	Resolución SEE 1/2019
Paraná (Entre Ríos)	Junio 2009	42	Resolución SEE 1/2019
Olavarría (Buenos Aires)	Septiembre 2009	42	Contrato MEM con CMMESA
Concepción del Uruguay (Entre Ríos)	Octubre 2009	42	Contrato MEM con CMMESA
Las Armas I (Buenos Aires)	Noviembre 2009	10	Contrato MEM con CMMESA
Las Armas II (Buenos Aires)	Enero 2011	25	Contrato MEM con CMMESA
Bragado I (Buenos Aires)	Junio 2011	50	Contrato MEM con CMMESA
Bragado II (Buenos Aires)	Febrero 2017	59	Contrato MEM con CMMESA
Bragado III (Buenos Aires)	Mayo 2017	59	Contrato MEM con CMMESA
Cruz Alta (Tucumán)	Enero 2002 / Enero 2003	245	Resolución SEE 1/2019

Todas las centrales térmicas brindan energía al SADI, por medio de contratos MEM con CMMESA en el marco de la Resolución S.E. N° 220/2007, a excepción de la central Cruz alta y de las centrales de Matheu y Paraná que, por cumplimiento del plazo contractual, a la fecha de los presentes estados contables se encuentra operando bajo la Resolución SEE 19/2017 y 1/2019, respectivamente). Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

En el marco de la convocatoria para ofertar nueva generación térmica abierta bajo la Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica n° 21/2016, la Sociedad ha resultado adjudicataria de dos nuevos proyectos para ampliar la capacidad de generación de la central térmica Bragado actualmente existente (CT Bragado II y III). Cada uno de dichos proyectos implica adicionar una potencia nominal de 59,2 MW promedio, totalizando 118,4 MW promedio la potencia nominal adicional una vez que ambas ampliaciones estén operativas. En el mes de Febrero de 2017, se habilitó la primera etapa de la CT Bragado y, a través de una gestión eficiente durante el proceso de obra, el 5 de Mayo de 2017, se logró la habilitación comercial de la segunda etapa del proyecto de ampliación de la Central, anticipando la fecha comprometida en el PPA.

Análisis de la evolución del período

Durante el período finalizado el 30 de Septiembre de 2019 el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales reflejó una contribución marginal de \$ 1.819,8 millones, representando el 33% de la utilidad bruta total de la Sociedad. La contribución marginal del segmento fue de \$ 468,4 millones o 35% superior al 30 de Septiembre de 2018. Este aumento se debió principalmente a mayores ingresos expresados en pesos por efecto de la devaluación sobre las tarifas dolarizadas, que fueron parcialmente compensados por menores ingresos por potencia puesta a disposición de los centros operativos discontinuados (CT Pinamar y CT Gobernador Costa y Rio Mayo) y del nuevo esquema remunerativo de la RES 01/2019.

Concepto	30-Sep-2019	30-Sep-2018	Variación %
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	3.541.764	2.448.478	45%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(150.456)	(95.920)	57%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(1.571.498)	(1.001.149)	57%
Contribución Marginal	1.819.810	1.351.409	35%

Las ventas del segmento aumentaron en 2019 un 45% respecto del 2018 y representaron el 41% del total de ventas de la Sociedad.

Las ventas por potencia puesta a disposición fueron de \$ 3.250,5 millones al 30 de Septiembre de 2019, resultando en una variación positiva interanual de 45%, derivada principalmente del efecto de la variación del tipo de cambio sobre las tarifas dolarizadas de los contratos de suministro de energía.

Las ventas por generación de energía del segmento sumaron \$ 291,2 millones al 30 de Septiembre de 2019, representando un aumento del 45% en relación al 30 de Septiembre de 2018. Este efecto se debe principalmente al impacto de la devaluación sobre las tarifas dolarizadas. El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 30 de Septiembre de 2019 y 2018, a 506 y 526 GWh, respectivamente. Esto se representa por una baja del 1% en el volumen despachado a gas natural (490 GWh) y una baja del 47% (16 GWh) en el volumen de energía despachado utilizando combustibles líquidos. Las ventas incluyen la Reserva de Corto Plazo (RCP), la cual es un servicio brindado por los generadores que consiste en ofertar una cantidad de potencia en reserva para un determinado plazo que, de ser aceptada por el Operador del Mercado (CMMESA), será considerada como parte de la reserva operativa del sistema ante contingencias no programadas en la operación del MEM. Los generadores ofertan y son adjudicados; como contraprestación del servicio, existe una remuneración por cada MW adjudicado y puesto a disposición. Genneia participa en la RCP desde el ejercicio 2013, ofertando hasta el 80% de su potencia contratada en ciertas centrales térmicas. Dichas ventas generaron ingresos al 30 de Septiembre de 2019 por \$ 3 millones.

Los costos de compra de combustible y transporte ascendieron a \$ 150,5 millones, representando un incremento del 57% respecto de los \$ 95,9 millones correspondientes al período 2018. Esta variación responde principalmente al impacto de la variación del tipo de cambio sobre las tarifas dolarizadas.

Los costos operativos al 30 de Septiembre de 2019 fueron de \$ 1.571,5 millones, resultando en un aumento interanual del 57%, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de bienes de uso destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Al 30 de Septiembre de 2019 los activos operativos relacionados con el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales registrados en el rubro bienes de uso ascendían a \$ 12.368,7 millones, y a \$ 183,6 millones de activos en obras en curso al cierre del período.

- **Generación de Energía con Fuentes Renovables**

Descripción del segmento

Al 30 de Septiembre de 2019 el segmento de generación de energía eléctrica con fuentes renovables comprende las actividades desarrolladas por la Sociedad en los siguientes Parques Eólicos y Solares de su propiedad, los cuales totalizan una potencia instalada de 661,1 MW:

Parque	Inicio Comercial	Potencia MW	Cliente
Rawson I	Enero 2012	52.50	CMMESA
Rawson II	Enero 2012	31.15	CMMESA
Rawson III.....	Diciembre 2017	25.05	PPAs Privados
Trelew	Agosto 2013	51.00	CMMESA
Madryn I	Noviembre 2018	71.10	CMMESA
Madryn II	Septiembre 2019	151.20	CMMESA
Villalonga I	Diciembre 2018	51.75	CMMESA
Villalonga II.....	Diciembre 2018	3.45	PPAs Privados
Chubut Norte I	Diciembre 2018	28.80	CMMESA
Pomona I.....	Septiembre 2019	101.40	CMMESA
Pomona II.....	Septiembre 2019	11.70	PPAs Privados
Ullum I.....	Diciembre 2018	25.00	CMMESA
Ullum II	Diciembre 2018	25.00	CMMESA
Ullum III	Diciembre 2018	32.00	CMMESA

El primer hito de generación de energía renovable de la compañía lo constituyó el "Parque Eólico de Rawson" o "PER" de 77,4 MW de potencia instalada ubicado en cercanías de la ciudad de Rawson en la Provincia de Chubut. El parque fue inaugurado en enero de 2012 convirtiéndose, en ese momento, en el parque eólico de mayor tamaño de Argentina y está conformado por 43 Aerogeneradores marca Vestas de 1,8 MW de potencia cada uno. Cammesa ha reconocido la repotenciación del PER I & II, resultando en una capacidad instalada de 83,65 MW.

La Sociedad ha finalizado en Diciembre de 2017 la construcción de su proyecto de expansión del Parque Eólico Rawson, ampliando la capacidad instalada en 25,05 MW, destinados principalmente a la venta de energía a privados.

Desde el inicio de su operación comercial, el Parque Eólico Rawson ha generado electricidad sin mayores interrupciones logrando un volumen total de energía superior a los 2.307 GWh y registró un factor de capacidad neto promedio de 43.6%. Adicionalmente, la Sociedad ha alcanzado una sólida trayectoria en el mantenimiento de la disponibilidad del parque, obteniendo con su parque eólico un factor de disponibilidad promedio de 98.5% y un factor de carga del 42.5%.

La energía generada posibilitó la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero estimadas en más de 1.153 mil toneladas de CO₂ y la posibilidad de generar un ahorro de divisas para el país por sustitución de importación de combustibles, demostrando así las ventajas del recurso eólico disponible en nuestro país.

El 29 de noviembre de 2017, ampliamos nuestra cartera eólica en la Provincia de Chubut mediante la adquisición de Parque Eólico Loma Blanca, que posee y opera el parque eólico de 51 MW Loma Blanca IV. Desde su entrada en operación este parque ha generado energía eléctrica por un volumen de 958 GWh.

A fines del ejercicio 2018 la Sociedad concluyó la construcción de los parques eólicos de Madryn I, Villalonga y Chubut Norte I; con una capacidad instalada de 71 MW, 51 MW y 29 MW; respectivamente.

Por otro lado, las plantas solares correspondientes a las sociedades Ullum Solar I S.A., Ullum Solar II S.A. y Ullum Solar III S.A., fueron puestas en funcionamiento en Diciembre 2018 con una capacidad instalada de 25 MW, 25 MW y 32 MW; respectivamente.

Durante el presente periodo finalizado el 30 de Septiembre de 2019, la compañía continuo ampliando su parque de generación renovable con la habilitación comercial de los Parques Eólico Pomona I (101.4 MW) y Pomona II (11,7 MW), en los meses de julio y agosto, respectivamente. Y de la segunda etapa del Parque Eólico Madryn II (151.2 MW) en el mes de septiembre.

Con la obtención de la habilitación comercial de la segunda etapa del Parque Eólico Maryn, y junto con Madryn I que fue energizado en noviembre del 2018, la Sociedad ha vuelto a conformar el parque eólico más grande de la Argentina, con una potencia total de 222,3 MW.

Asimismo, la Sociedad está desarrollando los proyectos de parques eólicos Necochea (a través de un joint venture 50/50 celebrado con la compañía de generación Centrales de la Costa Atlántica S.A.) y Chubut Norte III y IV ((a través de un negocio conjunto celebrado con la compañía Pam American Energy) para los cuales se estima tener una capacidad instalada de 37.95 MW, 58.8 MW y 84 MW; respectivamente.

Análisis de la evolución del período

Durante el período finalizado al 30 de Septiembre de 2019, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables reflejó una contribución marginal de \$ 3.452,2 millones, representando el 63% de la utilidad bruta total de la Sociedad.

Concepto	30-Sep-2019	30-Sep-2018	Variación %
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables	4.864.232	1.261.787	286%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables	(1.411.996)	(417.394)	238%
Contribución Marginal	3.452.236	844.393	309%

Los ingresos por generación aumentaron un 286%, pasando de \$ 1.261,8 millones al 30 de Septiembre de 2018 a \$ 4.864,2 millones al 30 de Septiembre de 2019, básicamente como consecuencia de; i) puesta en funcionamiento de los parques Eólicos Madryn I y II, Villalonga I y II, Chubut Norte I, y Pomona I y II ii) puesta en funcionamiento de los parques solares Ullum I,II y III; y iii) mayores ingresos expresados en Pesos en base a los efectos de la devaluación cambiaria sobre las tarifas denominadas en Dólares. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 1.044,2 GWh en el período finalizado al 30 de Septiembre de 2019, en comparación con los 402,7 GWh generados en mismo período

del 2018. El volumen de energía solar generada alcanzó los 126 GWh en el período finalizado al 30 de Septiembre de 2019.

Los costos operativos aumentaron un 238% respecto del período anterior, principalmente a las puestas en funcionamiento de los parques mencionados upsupra, y al aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Al 30 de septiembre de 2019 los activos operativos relacionados con el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables registrados en el rubro bienes de uso ascendían a \$ 51.106,2 millones, y a \$ 302,3 millones de activos en obras en curso al cierre del ejercicio.

- **Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte de Gas Natural**

La operación del segmento se conforma por: i) la comercialización, por medio de contratos de largo plazo con clientes industriales de primer nivel, de 165.000 m3 por día de capacidad de transporte en firme de gas natural obtenida en el marco de las obras de ampliación del gasoducto Gral. San Martín de TGS que fueran desarrolladas por la Sociedad en 2008; ii) la gestión de compra de gas natural realizada por cuenta y orden de terceros; y iii) la compra de gas natural y capacidad de transporte de gas natural para su reventa.

La contribución marginal del segmento representó en el período 2019 un 2% del total de la utilidad bruta consolidada de la Sociedad, ubicándose en \$ 115,5 millones, en comparación con los \$ 74,4 millones registrados durante el período 2018, mostrando un aumento del 55%.

Concepto	30-Sep-2019	30-Sep-2018	Variación %
Ingresos por comercialización y transporte de gas natural	168.105	102.520	64%
Compras para comercialización y transporte de gas natural	(40.359)	(23.794)	70%
Costos operativos de comercialización y transporte de gas	(12.220)	(4.323)	183%
Contribución Marginal	115.526	74.403	55%

- **Gastos de Administración**

Los gastos administrativos aumentaron un 73%, pasando de \$ 287 millones en el período finalizado el 30 de Septiembre de 2018 a \$ 495,7 millones al 30 de Septiembre de 2019. Dicha variación corresponde principalmente a: i) el aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del período y del crecimiento de la estructura de personal; ii) mayores gastos por honorarios y servicios administrativos de las sociedades adquiridas; y, iii) al aumento del cargo en Pesos de las amortizaciones de los activos dolarizados por efecto de la devaluación cambiaria.

- **Gastos de Comercialización**

Durante el período finalizado el 30 de Septiembre de 2019 los gastos de comercialización aumentaron un 196%, pasando de \$ 28,6 millones en el período finalizado el 30 de Septiembre de 2018 a \$ 84,9 millones al 30 de Septiembre de 2019, como consecuencia del aumento del cargo por el impuesto a los ingresos brutos relacionados con la mayor facturación del período, y el aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio.

- **Otros Egresos**

Los otros egresos aumentaron como se menciona en la nota 8.1.2 a los presentes estados contables, a partir de emisión de la Res. SRRYME N° 1/19, mediante la cual se dejó sin efecto el esquema de remuneración de la Res. SEE N° 19/17, se produjo una disminución en los ingresos actuales y futuros de las unidades de generación térmica que operaban bajo la antigua resolución. Considerando el efecto adverso que este nuevo esquema remunerativo representa en flujos futuros de las unidades térmicas, la Compañía llevó a cabo una revisión del importe recuperable de los valores llaves y activos fijos relacionados con dichas unidades (tanto de su propiedad como de sus subsidiarias). Dicha revisión determinó un cargo pérdida por desvalorización del importe total del Valor llave asociado a la adquisición de Generadora Eléctrica de Tucumán S.A. por 762.395 y un deterioro parcial de los activos fijos por 110.760.

- **Resultados Financieros**

Los resultados financieros netos correspondientes al período finalizado el 30 de Septiembre de 2019 fueron negativos en \$ 3.537,2 millones, respecto de los \$ 2.155,9 millones negativos en el período anterior, lo que representa un aumento del 64% según la siguiente apertura:

Concepto	30-Sep-2019	30-Sep-2018	Variación %
Ingresos financieros			
Intereses y otros	72.158	5.662	1174%
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	70.073	-	100%
	142.231	5.662	2412%
Costos financieros			
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(126.548)	(517.922)	-76%
Intereses	(1.974.848)	(631.815)	213%
Diferencias de cambio, netas	(1.138.008)	(853.625)	33%
Gastos de emisión y retenciones	(215.281)	(40.679)	429%
Diversos	(224.735)	(117.479)	91%
	(3.679.420)	(2.161.520)	70%
Resultados financieros netos	(3.537.189)	(2.155.858)	64%

Esta variación se debe principalmente al mayor devengamiento de intereses del periodo, debido a las distintas fuentes de financiamiento obtenidas por la Sociedad, para hacer frente a la construcción de sus diversos proyectos y al efecto de la devaluación sobre dicho devengamiento, efecto parcialmente compensado por los ingresos obtenidos de los instrumentos medidos a valor razonable. El cargo negativo por diferencia de cambio mostró un aumento del 33%, situándose en 1.138 millones en comparación con los 853,6 millones del periodo anterior. Este fue el resultado de la devaluación del periodo sobre una mayor posición activa en pesos. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que el período finalizado al 30 de Septiembre de 2019 concluyó con una devaluación del peso frente al dólar del 52%, en comparación a la devaluación cambiaria del 121% del periodo anterior. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA e IEASA (Ex IEASA (Ex ENARSA)) son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento teórico de la liquidación de venta a pesar que los contratos de suministro firmados con dichas entidades presentan tarifas dolarizadas y que en los mismos existen mecanismos previstos por los cuales la Sociedad mantiene el derecho de percibir un ajuste por la diferencia de cambio producida por la evolución del tipo de cambio utilizado para la facturación hasta el momento de la efectiva cobranza.

- **Resultados de actividades discontinuas**

Tal como se menciona en la nota 8.10, la Compañía ha decidido discontinuar las actividades en las Centrales Terminas de Pinamar, Gobernador Costa y Rio Mayo. El resultado de dichas operaciones al 30 de Septiembre 2019 y 2018, asciende a una ganancia de \$ 68,9 y una pérdida de \$ 30,7, respectivamente, representados fundamentalmente por las ventas y costos operativos de dichas centrales.

- **Impuesto a las ganancias**

El cargo por impuesto a las ganancias al 30 de Septiembre de 2019 asciende a una pérdida de \$ 1.663,9 millones en comparación con la pérdida de \$ 124,7 millones en 2018. La variación negativa corresponde principalmente a; i) el efecto durante el periodo de la aplicación del ajuste por inflación, establecido por la normativa fiscal vigente; ii) al efecto durante el periodo de la depreciación del peso respecto del dólar en el cálculo del impuesto diferido sobre un mayor saldo de bienes de uso e intangibles; y, iii) al efecto de la devaluación sobre el quebranto fiscal activado y la recuperabilidad de los mismos.

- **Liquidez**

La variación de fondos netos del período finalizado el 30 de Septiembre de 2019 resultó en una aplicación de fondos de \$ 2.743 millones en comparación con la generación de fondos por \$ 433,7 millones de 2018.

Los fondos netos generados por las operaciones al 30 de Septiembre de 2019 alcanzaron los \$ 4.222,4 millones, en comparación con los \$ 1.307,6 millones generados durante el período 2018.

El efectivo neto aplicado en las actividades de inversión al 30 de Septiembre de 2019 alcanzó los \$ 8.578,5 millones, en comparación con los \$ 6.809,5 millones aplicados en 2018. La erogación de fondos en adquisiciones de bienes de uso en 2019 corresponde principalmente al pago por las inversiones en los parques eólicos Madryn II, Chubut Norte, y Pomona.


En 2018, la erogación de fondos en adquisiciones de bienes de uso corresponde principalmente al pago de los anticipos de los parques eólicos Madryn, Chubut Norte, Villalonga y Pomona.

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el período 2019 totalizan \$ 0,2 millones, en comparación con los \$ 4.663,9 millones generados en el período 2018. Esta evolución se debe principalmente al desembolso de los siguientes préstamos otorgados por: i) Banco Ciudad USD 2 millones y USD 7,5 millones, ii) Banco Provincia USD 5,5 millones y USD 2,9 millones, iii) Banco Itaú S.A. USD 3 millones, iv) Banco Macro S.A. USD 22,5 millones, v) Banco Mariva S.A. USD 1,2 millones, y vi) Sindicado pro USD 20 millones. Además tuvieron lugar nuevos desembolsos de los Project Finance de las empresas Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A. y Genneia Vientos del Sudoeste S.A. Todo ello se vio compensado por la cancelación de los préstamos otorgados por el Banco Ciudad por USD 14 millones, Banco Chubut por USD 2 millones, por el Banco Provincia por USD 9,8 millones, por el Banco Itaú S.A. por USD 20 millones, por el Banco ICBC USD 10 millones y por el Banco Mariva S.A. USD 1.2 millones; y a la cancelación parcial de la deuda financiera que posee Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. y Genneia Desarrollos S.A.

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el periodo 2018 totalizan \$ 4.663,9 millones, que se debe principalmente al desembolso de la nueva Obligación Negociable Clase XX por un total de USD 163 millones y al aumento de capital realizado en el mes de Marzo del 2018 por un total de USD 20 millones. Además se desembolsaron los siguientes préstamos otorgados por: i) Banco Ciudad USD 5,8 millones, ii) Banco Provincia USD 5,5 millones, iii) Banco Itaú S.A. USD 7 millones y USD 10 millones, iv) Banco Hipotecario S.A. USD 10 millones, v) Banco de Servicios y Transacciones S.A. USD 1 millón, y vi) Banco Macro S.A. USD 10,5 millones. Todo ello se vio compensado por la cancelación de los préstamos otorgados por el Banco Ciudad por USD 9 millones, y por el Banco Provincia por USD 4 millones; y al pago de cuota de capital de la Obligación Negociable Clase XIV (USD 16,6 millones).

El total de préstamos al 30 de Septiembre de 2019 es de \$ 53.623,4 millones incluyendo las obligaciones negociables públicas, deuda bancaria y operaciones de leasing. Del total de la deuda al 30 de Septiembre de 2019, \$ 6.983,3 millones corresponden al corto plazo y \$ 46.640,1 millones al largo plazo. El 100% de la deuda financiera al 30 de Septiembre de 2019 ha sido emitida en Dólares. Esta composición de deuda en Dólares está en línea con los ingresos de la Sociedad que en su gran mayoría responden a contratos de largo plazo denominados en Dólares.

Al 30 de Septiembre de 2019, el patrimonio neto de la Sociedad ascendía a \$ 13.094,3 millones.


CARLOS PALAZÓN
 Director titular y autorizado

2. Comparación de los resultados de las operaciones entre el tercer trimestre 2019 y el tercer trimestre 2018 (Información no cubierta por el informe de revisión limitada de los auditores independientes)

El siguiente cuadro resume los resultados consolidados obtenidos durante el tercer trimestre terminado el 30 de Septiembre de 2019 y 2018.

	2019	2018	Variación
	(en miles de pesos)		
Ingresos por ventas netas	3.655.221	1.694.544	1.960.677
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	1.287.085	1.074.320	212.765
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	2.237.173	564.906	1.672.267
Comercialización y transporte de gas	75.696	48.051	27.645
Otros ingresos diversos	55.267	7.267	48.000
Costo de ventas	(1.291.964)	(664.372)	(627.592)
Gastos operativos	(402.826)	(180.622)	(222.204)
Depreciación y amortización	(889.138)	(483.750)	(405.388)
Utilidad Bruta	2.363.257	1.030.172	1.333.085
Gastos de comercialización	(37.356)	(10.433)	(26.923)
Gastos de administración	(212.769)	(105.085)	(107.684)
Otros egresos, netos	(62.197)	(45.545)	(16.652)
Resultados por inversiones a largo plazo	(70.286)	(13.375)	(56.911)
Resultados financieros, netos	(2.010.629)	(875.970)	(1.134.659)
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto a las ganancias	(29.980)	(20.236)	(9.744)
Impuesto a las ganancias	(1.065.714)	(107.751)	(957.963)
Utilidad (pérdida) neta por operaciones que continúan	(1.095.694)	(127.987)	(967.707)
Operaciones discontinuas			
Resultado por operaciones discontinuas	139.335	(14.412)	153.747
Utilidad (pérdida) neta del período	(956.359)	(142.399)	(813.960)
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	3.367.163	3.256.630	110.533
Total de otros resultados integrales	3.367.163	3.256.630	110.533
Resultado integral total del ejercicio	2.410.804	3.114.231	(703.427)
Utilidad (pérdida) neta atribuible a:			
Propietarios de la controladora	(956.359)	(142.399)	(813.960)
Total utilidad (pérdida) neta del período	(956.359)	(142.399)	(813.960)
Resultado integral total atribuible a:			
Propietarios de la controladora	2.410.804	3.114.231	(703.427)
Resultado integral total del ejercicio	2.410.804	3.114.231	(703.427)

El resultado neto del tercer trimestre del año 2019 se ubica en una pérdida de \$ 956,4 millones, resultando en una variación negativa de \$ 813,9 millones respecto a la pérdida neta de \$ 142,4 millones registrada en el mismo trimestre del período anterior. La variación corresponde principalmente a una mayor carga de resultados financieros, por mayores devengamientos de intereses y diferencias de cambio, un mayor cargo por impuesto a las ganancias, todo lo cual fue parcialmente compensado con una mayor utilidad bruta originada en las ventas de los nuevos centros operativos y el efecto de la devaluación sobre tarifas dolarizadas.

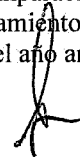
Durante el tercer trimestre del período 2019 las ventas de la Sociedad ascendieron a \$ 3.655,2 millones en comparación con los \$ 1.694,5 millones registrados en igual período del ejercicio anterior, lo cual representa una variación positiva del 116%. Dentro de las principales variaciones interanuales para los trimestres en comparación señalamos el incremento de ventas como resultado de la puesta en marcha del PEM I en el mes de noviembre de 2018, a la puesta en funcionamiento de los parques eólicos Chubut Norte I y Villalonga I y II, y los parque solares ULLUM I, II y III en el mes de diciembre de 2018; a la puesta en marcha durante el año 2019 de los parques eólicos Pomona I y II, en los meses de julio y agosto, respectivamente, y de la segunda etapa de Madryn II, en el mes de septiembre; y a mayores ingresos expresados en Pesos en base a los efectos de la devaluación cambiaria sobre las tarifas denominadas en Dólares.

En cuanto a los costos de ventas, los mismos muestran en la variación interanual entre el tercer trimestre 2019 y 2018, un aumento del 94%. Este aumento se debió principalmente a los costos operativos de los nuevos centros operativos mencionados en el párrafo anterior, a un mayor cargo nominal en pesos de la depreciación de los bienes de uso por efecto de la devaluación y a los incrementos de los costos en pesos de personal y demás costos operativos como resultado del incremento general de precios de la economía.

La utilidad bruta del tercer trimestre del período 2019 se ubica en \$ 2.363,3 millones en comparación con \$ 1.030,2 millones para igual período del ejercicio anterior; esta variación representa un aumento del 129%. Según lo expuesto precedentemente, esta variación positiva corresponde principalmente a mayores ingresos por potencia puesta a disposición por la puesta en funcionamiento de los centros de generación mencionados previamente, y al impacto de la devaluación del peso en las tarifas dolarizadas.

Los gastos de administración y comercialización aumentaron entre el tercer trimestre 2019 y el tercer trimestre 2018 en un 117% por efecto del aumento general de precios sobre el costo laboral y los honorarios de servicios profesionales.

Los resultados financieros netos arrojaron una pérdida en el trimestre de \$ 2.010,6 millones en comparación con los \$ 875,9 millones de igual período del año 2018, fundamentalmente explicados por el mayor devengamiento de intereses y el efecto de la devaluación incremental del trimestre del presente ejercicio, en comparación con el año anterior.



Carlos Palazón
Director titular y autorizado

3. Síntesis de la Estructura Patrimonial Consolidada Condensada Comparativa

Balances Generales Consolidados Condensados al 30 de Septiembre de 2019, 2018, 2017, 2016 y 2015.

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	30-Sep-2019	30-Sep-2018	30-Sep-2017	30-Sep-2016	30-Sep-2015
Activo					
Activo corriente	9.722.752	6.052.232	2.641.133	1.344.973	906.886
Activo no corriente	72.104.008	42.703.523	11.278.771	5.928.804	3.394.434
Total del activo	81.826.760	48.755.755	13.919.904	7.273.777	4.301.320
Pasivo					
Pasivo corriente	14.660.272	9.520.743	1.949.161	3.950.057	2.000.508
Pasivo no corriente	54.072.171	28.539.777	7.986.780	1.490.191	1.522.093
Total del pasivo	68.732.443	38.060.520	9.935.941	5.440.248	3.522.601
Atribuible a los propietarios de la controladora	13.094.317	10.695.235	3.983.963	1.833.529	778.719
Total del patrimonio neto	13.094.317	10.695.235	3.983.963	1.833.529	778.719
Total del pasivo y patrimonio neto	81.826.760	48.755.755	13.919.904	7.273.777	4.301.320

- (1) La información correspondiente a los estados contables consolidados condensados al 30 de Septiembre de 2015 y por el período económico finalizado en dicha fecha no contempla, de haber sido aplicable, ciertas modificaciones en los criterios de exposición adoptadas en los estados contables consolidados condensados por los períodos finalizados al 30 de Septiembre de 2019, 2018, 2017 y 2016 en relación con:
- (i) La exposición de forma neta de ciertos conceptos de ventas de generación de energía y costo de ventas de combustibles asociados.
 - (ii) La exposición del cargo por impuesto a los débitos y créditos bancarios en el rubro "Otros egresos, netos" del estado de resultados y otros resultados integrales.

Firmado a efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - NOVIEMBRE - 2019

Deloitte & Co. S.A.

C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

Guillermo D. Cohen

Socio

Contador Público U.B.A.

C.P.C.E.P.B.A. T° 159 - F° 77

Legajo N° 41287/2



CARLOS PALAZÓN
Director titular y autorizado

4. Síntesis de la Estructura de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidada Condensada Comparativa

Estados de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidados Condensados por los períodos finalizados el 30 de Septiembre de 2019, 2018, 2017, 2016 y 2015.

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	30-Sep-2019	30-Sep-2018	30-Sep-2017	30-Sep-2016	30-Sep-2015
Ingresos por ventas netas	8.702.375	3.831.894	1.811.377	1.295.896	844.335
Costo de ventas	(3.186.529)	(1.542.580)	(810.320)	(629.803)	(414.380)
Utilidad Bruta	5.515.846	2.289.314	1.001.057	666.093	429.955
Gastos de comercialización	(84.910)	(28.646)	(16.400)	(15.748)	(15.300)
Gastos de administración	(495.775)	(287.033)	(118.765)	(108.806)	(90.708)
Otros egresos netos	(1.031.101)	(84.394)	(22)	-	-
Resultados por inversiones a largo plazo	(63.819)	(39.185)	(62.546)	(12.827)	(4.037)
Resultados financieros, netos	(3.537.189)	(2.155.858)	(461.620)	(281.259)	(243.936)
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto a las ganancias	303.052	(305.802)	341.704	247.453	75.974
Impuesto a las Ganancias	(1.663.975)	(124.750)	(202.908)	(77.178)	(28.210)
Utilidad (pérdida) neta por operaciones que continúan	(1.360.923)	(430.552)	138.796	170.275	47.764
Operaciones discontinuas					
Resultado por operaciones discontinuas	68.870	(30.731)	-	-	-
Utilidad (pérdida) neta del período	(1.292.053)	(461.283)	138.796	170.275	47.764
Otros resultados integrales					
Diferencia de cambio por conversión	4.654.332	5.933.811	247.717	255.563	70.560
Total de otros resultados integrales	4.654.332	5.933.811	247.717	255.563	70.560
Resultado integral total del período	3.362.279	5.472.528	386.513	425.838	118.324
Utilidad (pérdida) neta atribuible a:					
Propietarios de la controladora	(1.292.053)	(461.283)	138.796	170.275	47.764
Total utilidad (pérdida) neta del período	(1.292.053)	(461.283)	138.796	170.275	47.764
Resultado integral total atribuible a:					
Propietarios de la controladora	3.362.279	5.472.528	386.513	425.838	118.324
Resultado integral total del período	3.362.279	5.472.528	386.513	425.838	118.324

Firmado a efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - NOVIEMBRE - 2019
Deloitte & Co S.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

Guillermo D. Cohen
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 159 - F° 77
Legajo N° 41287/2

CARLOS PALAZÓN
Director titular y autorizado

5. Síntesis de la Estructura del Flujo de Efectivo Consolidada Condensada Comparativa

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los ejercicios finalizados el 30 de Septiembre de 2019, 2018, 2017, 2016 y 2015.

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	30-Sep-2019	30-Sep-2018	30-Sep-2017	30-Sep-2016	30-Sep-2015
Fondos generados por las actividades operativas	4.222.449	1.374.876	698.429	618.994	352.659
Fondos aplicados a las actividades de inversión	(8.578.524)	(6.809.501)	(3.223.979)	(159.723)	(193.081)
Fondos generados por (aplicados a) las actividades de financiación	261.515	4.596.609	3.569.081	(298.322)	(160.452)
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo	1.351.602	1.271.707	55.410	-	-
Total de fondos (aplicados) generados durante el período	(2.742.958)	433.691	1.098.941	160.949	(874)

Firmado a efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - NOVIEMBRE - 2019
Deloitte & Co. S.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg. N° 13

Guillermo D. Cohen
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 159 - F° 77
Legajo N° 41287/2




CARLOS PALAZÓN
Director titular y autorizado

6. Datos Estadísticos (Información no cubierta por el informe de los auditores independientes)

	Unidad de Medida	Enero / Septiembre 2019	Enero / Septiembre 2018	Enero / Septiembre 2017	Enero / Septiembre 2016	Enero / Septiembre 2015
CENTRALES TÉRMICAS						
Energía generada	MW/h	506.173	525.981	728.970	899.011	1.015.794
CT Pinamar	MW/h	13.575	25.006	38.083	55.751	50.333
CT Las Armas	MW/h	76.640	60.299	93.397	114.811	63.456
CT Matheu	MW/h	14.720	4.438	26.981	61.128	61.303
CT Olavarría	MW/h	23.404	6.034	27.420	66.387	66.772
CT Paraná	MW/h	9.663	5.312	29.606	56.996	73.176
CT Concepción del Uruguay	MW/h	10.696	2.051	24.536	45.075	66.177
CT Bragado	MW/h	332.412	356.683	333.777	183.453	128.579
CT Rio Mayo	MW/h	5.655	8.912	9.275	9.174	5.216
CT Gobernador Costa	MW/h	5.246	7.219	9.774	8.946	6.253
CT Cruz Alta ⁽¹⁾	MW/h	14.162	50.027	136.121	297.290	494.529
Potencia puesta a disposición	MW	591	627	620	511	452
CT Pinamar	MW	-	20	20	20	20
CT Las Armas	MW	35	35	35	35	35
CT Matheu	MW	40	40	40	40	40
CT Olavarría	MW	39	41	41	41	41
CT Paraná	MW	40	41	41	41	41
CT Concepción del Uruguay	MW	41	41	41	41	41
CT Bragado	MW	171	171	171	50	50
CT Rio Mayo	MW	-	3	3	3	3
CT Gobernador Costa	MW	-	3	3	3	3
CT Cruz Alta ⁽¹⁾	MW	225	232	225	237	178
Volumen de Energía Despachada	MW	506.173	525.981	728.970	899.011	1.015.794
Gas Natural	MW	489.713	494.892	709.022	839.346	987.226
Gas Oil	MW	16.460	31.089	19.948	59.665	28.568
PARQUES EÓLICOS						
Energía generada	MW/h	1.044.174	402.671	353.207	315.397	280.700
PE Rawson	MW/h	303.518	285.553	214.533	188.407	141.527
PE Loma Blanca IV ⁽²⁾	MW/h	109.307	117.118	138.674	126.990	139.173
PE Madryn I	MW/h	248.570	-	-	-	-
PE Chubut Norte I	MW/h	101.604	-	-	-	-
PE Villalonga I	MW/h	178.237	-	-	-	-
PE Villalonga II	MW/h	9.318	-	-	-	-
PE Pomona I	MW/h	88.362	-	-	-	-
PE Pomona II	MW/h	5.258	-	-	-	-
Potencia puesta a disposición	MW	579	160	128	128	128
PE Rawson	MW	109	109	77	77	77
PE Loma Blanca IV ⁽²⁾	MW	51	51	51	51	51
PE Madryn I	MW	222	-	-	-	-
PE Chubut Norte I	MW	29	-	-	-	-
PE Villalonga I	MW	52	-	-	-	-
PE Villalonga II	MW	3	-	-	-	-
PE Pomona I	MW	101	-	-	-	-
PE Pomona II	MW	12	-	-	-	-

	Unidad de Medida	Enero / Septiembre 2019	Enero / Septiembre 2018	Enero / Septiembre 2017	Enero / Septiembre 2016	Enero / Septiembre 2015
PARQUES SOLARES						
Energía generada	MW/h	125.958	-	-	-	-
Ullum Solar I	MW/h	38.111	-	-	-	-
Ullum Solar II	MW/h	39.029	-	-	-	-
Ullum Solar III	MW/h	48.818	-	-	-	-
Potencia puesta a disposición	MW	82	-	-	-	-
Ullum Solar I	MW	25	-	-	-	-
Ullum Solar II	MW	25	-	-	-	-
Ullum Solar III	MW	32	-	-	-	-
COMERCIALIZACIÓN DE GAS Y TRANSPORTE						
Ventas totales de gas natural	M3	26.626.938	8.265.183	3.654.704	4.333.940	5.291.520
Ventas totales de transporte	M3	68.777.205	63.937.490	47.452.282	57.896.125	37.494.041

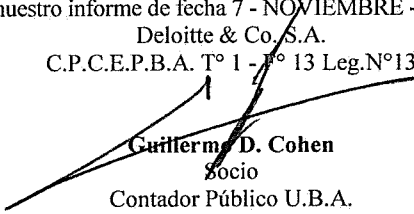
- (1) El 11 de agosto de 2017 Genneia Desarrollos S.A. adquirió a Pluspetrol Resources Corporation B.V. y Pluspetrol Resources Corporation la totalidad de las acciones de la sociedad Generadora Eléctrica De Tucumán S.A. ("GETSA"), cuyo objeto social y actividad es la generación y comercialización de energía eléctrica a través de dos centrales térmicas ubicadas en la provincia de Tucumán. Los datos estadísticos para períodos anteriores son expuestos en su totalidad a efectos informativos.
- (2) El 29 de noviembre de 2017 Genneia la totalidad de las acciones de la sociedad Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. cuyo objeto social y actividad es la Construcción, operación y mantenimiento de una granja eólica destinada a la generación de energía eólica ubicada en la provincia de Chubut. Los datos estadísticos para períodos anteriores son expuestos en su totalidad a efectos informativos.


CARLOS PALAZÓN
 Director titular y autorizado

7. Índices

	30-Sep-2019	30-Sep-2018	30-Sep-2017	30-Sep-2016	30-Sep-2015
LIQUIDEZ CORRIENTE (activo corriente / pasivo corriente)	0,68	0,64	1,36	0,34	0,45
SOLVENCIA (patrimonio neto / pasivo total)	0,19	0,28	0,40	0,34	0,22
INMOVILIZADO DEL CAPITAL (activo no corriente / activo total)	0,88	0,88	0,81	0,82	0,79

Firmado a efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - NOVIEMBRE - 2019
Deloitte & Co. S.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13


Guillermo D. Cohen
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 159 - F° 77
Legajo N° 41287/2


CARLOS PALAZÓN
Director titular y autorizado

8. Perspectivas (Información no cubierta por el informe de los auditores independientes)

En forma consistente con el plan estratégico planteado por los accionistas, el Directorio y la Gerencia General continúan trabajando con el firme objetivo de seguir consolidando los logros obtenidos en el negocio de generación y desarrollando los proyectos en el segmento de generación de energías renovables, y evaluando alternativas convencionales de acuerdo a las oportunidades de expansión disponibles en los requerimientos de capacidad adicional del sistema.

Por ello, el Directorio ha ratificado el plan estratégico de la Sociedad, y en línea con las necesidades de la matriz energética argentina, continuará desarrollando nuevos proyectos en el segmento de generación de energías renovables y avanzando en la construcción y puesta en operación de los parques eólicos adjudicados en licitaciones públicas (RENOVAR), como así también el desarrollo de proyectos para grandes usuarios privados dentro del MATER; lo que le permitirá continuar con un crecimiento disciplinado, manteniendo la observancia de la prudencia financiera, buscando la excelencia en los procesos, y profundizando las relaciones con clientes y proveedores en un marco de calidad, profesionalidad y prestigio.

Para ello el Directorio y la Gerencia General ratifican que el principal activo de la compañía son sus recursos humanos, capital que le permitirá conseguir los objetivos propuestos generando valor para sus accionistas. En tal sentido, continuará la inversión en capacitación al personal y desarrollo profesional.



CARLOS PALAZÓN
Director titular y autorizado