



Albanesi S.A.

Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2019
presentados en forma comparativa

Albanesi S.A.

Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2019

presentados en forma comparativa

Índice

Glosario de términos técnicos

Memoria

Estados Financieros Consolidados

Estado de Situación Financiera Consolidado

Estado de Resultados Integral Consolidado

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Reseña informativa

Informe de los Auditores Independientes

Informe de la Comisión Fiscalizadora

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

Las siguientes no son definiciones técnicas, pero ayudan al lector a comprender algunos términos empleados en la redacción de las notas a los estados financieros consolidados del Grupo.

Términos	Definiciones
/día	Por día
AESA	Albanesi Energía S.A.
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
AJSA	Alba Jet S.A.
ASA	Albanesi S.A.
AVRC	Alto Valle Río Colorado S.A.
BADCOR	Tasa BADLAR corregida
BADLAR	Tasa de interés pagada por depósitos a plazo fijo de más de un millón de pesos, por el promedio de entidades financieras.
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BDD	Bodega del Desierto S.A.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo combinado
CINIIF	Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera
CNV	Comisión Nacional de Valores
CTE	Central Térmica Ezeiza situada en Ezeiza, Buenos Aires
CTF	Central Térmica Frías situada en Frías, Santiago del Estero
CTI	Central Térmica Independencia situada en San Miguel de Tucumán, Tucumán
CTLB	Central Térmica La Banda situada en La Banda, Santiago del Estero
CTMM	Central Térmica Modesto Maranzana situada en Río IV, Córdoba
CTR	Central Térmica Roca S.A.
CTRi	Central Térmica Riojana situada en La Rioja, La Rioja
CVP	Costo Variable de Producción
Dam3	Decámetro Cúbico. Volumen equivalente a 1.000 (mil) metros cúbicos
DH	Disponibilidad Histórica
DIGO	Disponibilidad Garantizada Ofrecida
Disponibilidad	Porcentaje del tiempo en el cual la central o máquina (según corresponda) se encuentra en servicio (generando) o disponible para generar pero no es convocada por CAMMESA.
DMC	Disponibilidad Mínima Comprometida
DO	Disponibilidad Objetivo
DR	Disponibilidad Registrada
El Grupo	Albanesi S.A. junto con sus subsidiarias y demás sociedades relacionadas
ENARSA	Energía Argentina S.A.
Energía Plus	Plan creado por la Resolución de SE 1281/06
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
FONINVEMEM	Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
GE	General Electric
GECEN	Generación Centro S.A.
GLSA	Generación Litoral S.A.
GMSA	Generación Mediterránea S.A.
Grandes Usuarios	Agentes del MEM que según su consumo se clasifican en: GUMAs, GUMEs, GUPAs y GUDIs
GROSA	Generación Rosario S.A.
GUDIs	Grandes Demandas clientes de los Distribuidores con potencia demandada o declarada mayor a 300 Kw
GUMAs	Grandes Usuarios Mayores

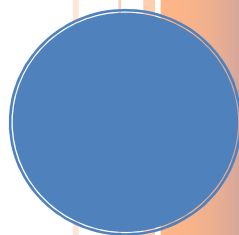
GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS (Cont.)

Términos	Definiciones
GUMAs	Grandes Usuarios Mayores
GUMEs	Grandes Usuarios Menores
GUPAs	Grandes Usuarios Particulares
GW	Gigawatt. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000.000 vatios.
GWh	Gigawatt-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000.000 vatios-hora
HRSG	Heat recovery steam generator (Generador de vapor de recuperación de calor)
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (según sus siglas en inglés)
IGJ	Inspección General de Justicia
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Mayoristas
kV	Kilovolt. Unidad de medida de tensión eléctrica equivalente a 1.000 (mil) volts.
kW	Kilowatt o Kilovatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000 vatios.
kWh	Kilovatio-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000 vatios-hora
La Sociedad / El Grupo	Albanesi S.A. junto con sus subsidiarias
LGS	Ley General de Sociedades
LVFVD	Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimientos a Definir
MAPRO	Mantenimientos Programados Mayores
MAT	Mercado a Término
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMm3	Millones de metros cúbicos.
MVA	Megavoltiamperio, unidad de energía equivale a la potencia aparente de 1 voltio x 1 amperio x 106.
MW	Megawatt o Megavatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000 vatios.
MWh	Megavatios-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000 vatios-hora.
NCPA	Normas Contables Profesionales Argentinas
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
NFHCC	Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
ON	Obligaciones Negociables
PBI	Producto Bruto Interno
PWPS	Pratt & Whitney Power System Inc
RECPAM	Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.
Resolución 220/07	Marco regulatorio para la venta de energía a CAMMESA a través de los llamados “Contratos de Abastecimiento MEM” bajo la Resolución de la Secretaría de Energía N° 220/07
RG	Resolución General
RGA	Rafael G. Albanesi S.A.
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
RT	Resoluciones técnicas
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SE	Secretaría de Energía
SEK	Coronas Suecas
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
SHCT	Seguridad, Higiene y Condiciones de Trabajo
TRASNOA S.A.	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A.
UG	Unidad Generadora
UGE	Unidad Generadora de Efectivo
USD	Dólares Estadounidenses



Albanesi S.A.

Memoria Ejercicio 2019



Albanesi S.A.

Memoria Ejercicio 2019

CONTENIDO

1. ACTIVIDAD DE LA COMPAÑÍA	1
2. CONTEXTO MACROECONÓMICO	4
3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2019	18
4. ESTRUCTURA SOCIETARIA.....	29
5. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2020.....	30
6. DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS	31
7. AGRADECIMIENTOS	31

Memoria Ejercicio 2019

Sres. Accionistas de ASA,

En cumplimiento con disposiciones legales y estatutarias vigentes, el Directorio somete a vuestra consideración la presente Memoria, la Reseña Informativa, los Estados Financieros, Estados de Resultados Integrales, Estados de Cambios en el Patrimonio, Estados de Flujos de Efectivo, Notas a los Estados Financieros, correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019.

1. ACTIVIDAD DE LA COMPAÑÍA

La Sociedad fue constituida en el año 1994 como sociedad inversora y financiera. A través de sus sociedades controladas y relacionadas, ASA ha invertido en el mercado energético, en el segmento de generación y comercialización de energía eléctrica.

El Grupo Albanesi a través de ASA y la sociedad relacionada AESA se dedican a la generación y comercialización de energía eléctrica, en tanto que, a través de RGA, se ha focalizado en el negocio de comercialización y transporte de gas.

La estrategia principal del Grupo Albanesi de los últimos años ha sido buscar una integración vertical, aprovechando su vasta experiencia y reputación en el mercado de comercialización de gas natural obtenida a través de RGA, para luego sumar el negocio de generación de energía eléctrica. De esta forma se busca capitalizar el valor agregado desde la compra a grandes productores de gas en todas las cuencas del país hasta su transformación y comercialización como energía eléctrica.

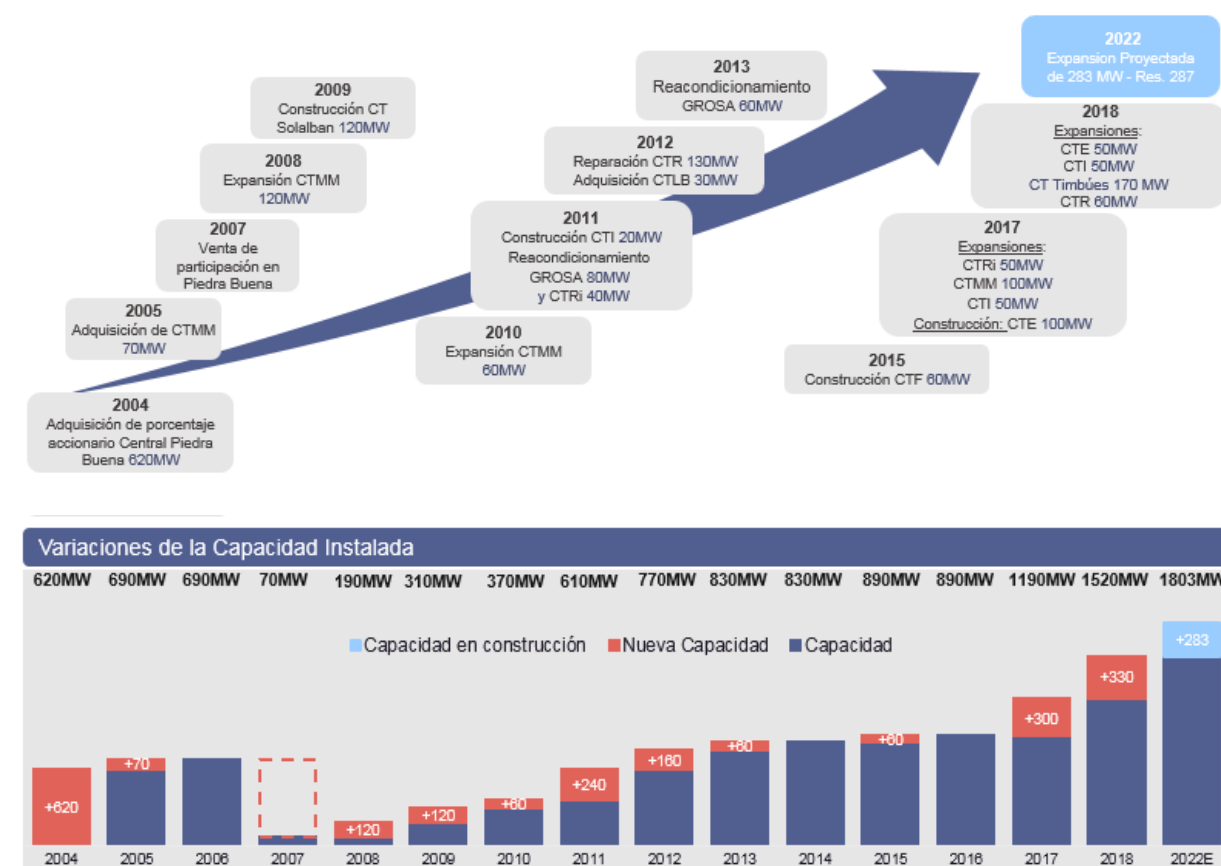
Se detalla a continuación la participación de ASA en cada sociedad.

Sociedades	País de constitución	Actividad principal	% de participación	
			31.12.19	31.12.18
CTR	Argentina	Generación de energía eléctrica	75%	75%
GECEN	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GLSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GROSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
Solalban Energía S.A.	Argentina	Generación de energía eléctrica	42%	42%

El Grupo Albanesi posee a la fecha de firma de los presentes estados financieros separados una capacidad instalada total de 1.520 MW, lo que representa el 6,1% de la capacidad térmica instalada total en Argentina, ampliándose con 283 MW adicionales contando todos los nuevos proyectos adjudicados actualmente en obra.

Centrales	Sociedad	Capacidad nominal instalada	Resolución	Ubicación
Central Térmica Modesto Maranzana (CTMM)	GMSA	350 MW	S.E. 220/07, 1281/06 Plus y SRRyME 01/2019	Río Cuarto, Córdoba
Central Térmica Independencia (CTI)	GMSA	220 MW	S.E. 220/07, 1281/06 Plus, SEE 21/16 y SRRyME 01/2019	San Miguel de Tucumán, Tucumán
Central Térmica Frías (CTF)	GMSA	60 MW	S.E. 220/07 y SRRyME 01/2019	Frías, Santiago del Estero
Central Térmica Riojana (CTRi)	GMSA	90 MW	S.E. 220/07 y SRRyME 01/2019	La Rioja, La Rioja
Central Térmica La Banda (CTLB)	GMSA	30 MW	SRRyME 01/2019	La Banda, Santiago del Estero
Central Térmica Ezeiza (CTE)	GMSA	150 MW	SEE 21/16	Ezeiza, Buenos Aires
Central Térmica Roca (CTR)	CTR	190 MW	S.E. 220/07 y SRRyME 01/2019	Grál Roca, Río Negro
Central Térmica Sorrento	GROSA	140 MW	SRRyME 01/2019	Rosario, Santa Fé
Solalban Energía S.A.		120 MW	1281/06 Plus	Bahía Blanca, Buenos Aires
Capacidad nominal instalada total (Participación ASA)		1.350 MW		
Central Térmica Cogeneración Timbúes	AESA	170 MW	SEE 21/16	Timbúes, Santa Fé
Total capacidad nominal instalada total Grupo Albanesi		1.520 MW		

El Grupo Albanesi se insertó en el mercado energético en 2004 con la adquisición de la central térmica Luis Piedra Buena S.A. De esta forma el desarrollo del mercado eléctrico pasó a formar parte de uno de los objetivos principales del Grupo.



Mediante la Resolución SEE 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar nueva generación térmica de tecnología de cierre de ciclo combinado y cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. GMSA participó en aquella convocatoria y fue adjudicada con dos proyectos de cierre de ciclo combinado a través de la Resolución SEE 926 – E/2017.

Uno de ellos es el cierre de ciclo combinado de las unidades TG06 y TG07 de la CTMM, ubicada en la localidad de Río Cuarto. El proyecto consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT800 de 50 MW de potencia (47,5 MW de potencia garantizada) y la conversión a ciclo combinado de las tres turbinas de gas (configuración 3x1). Para la realización de dicha conversión se instalará, a la salida de gases de las turbinas de gas, una caldera de recuperación que producirá vapor en dos presiones para alimentar una turbina de vapor, SST-600 que entregará 65 MW adicionales a la red, como así también la infraestructura necesaria para la operación y mantenimiento del mismo. El proyecto de cierre de ciclo combinado de CTMM permitirá aportar 112,5 Mw adicionales al SADI. La incorporación de la nueva turbina de gas agregará una demanda adicional de combustible al sistema. La incorporación de la máquina turbo vapor, aportará 65 MW, sin consumo adicional de combustible, alcanzando el ciclo completo un consumo específico de 1590 kcal/kWh. en el cierre de ciclo combinado.

Otro de los proyectos adjudicados fue el cierre de ciclo combinado de las unidades TG01, TG02 y TG03 de CTE, ubicada en la provincia de Buenos Aires. El proyecto objeto de esta oferta consiste en: i) la instalación de una cuarta turbina de gas Siemens SGT-800, de 50 MW y ii) la conversión a ciclo combinado de las cuatro turbinas de gas. Para la realización de la conversión a ciclo combinado se instalará luego de la salida de gases de cada una de las turbinas de gas, una caldera de recuperación que producirá vapor en dos presiones para alimentar dos turbinas de vapor (configuración 2x1) que entregarán 44 MW cada una a la red. El proyecto de cierre de ciclo combinado de la CTE permitirá entonces aportar 138 MW adicionales al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Si bien la nueva TG generará un consumo adicional de combustible, la incorporación de dos turbinas de vapor significará la incorporación de 88 MW adicionales sin consumo adicional de combustible, alcanzando ambos ciclos completos un consumo específico de 1.590 Kcal/KWh.

Con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos.

El 2 de octubre de 2019 la Sociedad ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución a fin de manifestar formalmente una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC) bajo los contratos de demanda mayorista celebrados de conformidad con la Resolución SEE 287/2017 correspondientes, respectivamente, a CTE y a CTMM.

A tales efectos, la Sociedad ha manifestado como NFHCC el 6 de diciembre de 2022 para ambos contratos.

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco

A través de la Resolución SE 287/2017 la Secretaría de Energía solicitó ofertas para la instalación de proyectos de generación mediante el cierre de ciclos abiertos y cogeneración. En ese marco GECEN presentó un proyecto de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe por 100 MW de potencia.

Por medio de la Resolución SE 820/2017, la Secretaría de Energía adjudicó la instalación de tres proyectos, entre ellos el ofertado por GECEN. Los proyectos seleccionados cumplen el criterio de instalar generación eficiente y/o mejorar la eficiencia de las unidades térmicas del parque generador actual. Esto significa un beneficio económico para el sistema eléctrico en todos los escenarios.

El Proyecto consiste en la instalación de dos turbinas de gas Siemens modelo SGT800 de 50 MW cada una de capacidad nominal y dos calderas de recuperación del calor que, mediante el uso de los gases de escape de la turbina, generarán vapor. De este modo la Sociedad generará (i) energía eléctrica, que será comercializada bajo un contrato suscripto con CAMMESA en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE N° 287/2017 y adjudicado por Resolución SEE N° 820/2017, con una duración de 15 años, y (ii) vapor, que será suministrado a LDC Argentina S.A. para su planta ubicada en Arroyo Seco mediante un acuerdo de generación tanto de vapor como de energía eléctrica, también a 15 años, prorrogable.

Con fecha 9 de agosto de 2017, se firmó el acuerdo de compra de las turbinas con el proveedor Siemens por un monto total de SEK 270.216.600 millones. El mismo contempla la compra de dos turbinas de gas Siemens Industrial Turbomachinery AB modelo SGT800 incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de las mismas.

Con fecha 12 de enero de 2018, se firmó un acuerdo por la provisión de dos calderas de recuperación de vapor con el proveedor Vogt Power International Inc. por un monto total de USD 14.548.000.

A su vez, con fecha 26 de marzo de 2018, se firmó el acuerdo de compra de una turbina de vapor con el proveedor Siemens Ltda. por un monto total de USD 5.370.500. El mismo contempla la compra de una turbina de vapor modelo SST-300, incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de la misma.

El contrato de Demanda Mayorista entre GECEN y CAMMESA fue firmado el 28 de noviembre de 2017.

Con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos.

El 2 de octubre de 2019 la Sociedad ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución a fin de manifestar formalmente una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC) bajo los contratos de demanda mayorista celebrados de conformidad con la Resolución SEE 287/2017.

A tales efectos, la Sociedad ha manifestado como NFHCC el 11 de julio de 2022.

Con fecha 5 de noviembre de 2019, se estableció por acta de directorio, en virtud de la NFHCC mencionada en el punto anterior, dejar sin efecto el proceso de venta de sus activos y en consecuencia considerar realizar todos los esfuerzos necesarios para buscar la financiación para llevar a cabo el proyecto de Cogeneración de energía térmica Arroyo Seco. Dicha situación, y considerando más aun en el contexto económico en el que opera la sociedad, descrito en nota 10, podría generar una duda sustancial sobre la capacidad de la entidad para continuar como empresa en funcionamiento en el caso de no poder obtener la financiación necesaria para finalizar el proyecto.

Designación de GECEN como Subsidiaria No Restringsida

Con fecha 27 de agosto de 2018, el directorio de ASA, sociedad controlante de GECEN, la ha designado como Subsidiaria No Restringsida en los términos del Indenture en el marco del Bono Internacional.

Es importante destacar que GECEN es una Subsidiaria No Restringsida de ASA bajo los términos del bono internacional, lo que significa que sus acreedores no tienen recurso contra ASA ni sus subsidiarias.

2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Contexto internacional

El crecimiento mundial de 2019 se estima que fue un 2,9% según informe de enero 2020 del World Economic Outlook de Fondo Monetario Internacional, a pesar del desempeño más bajo de unas pocas economías de mercados emergentes, en particular India.

Se proyecta un crecimiento mundial de 3,3% en 2020 y 3,4% en 2021.

Por el lado positivo, la actitud de los mercados se ha visto estimulada por indicios de que la actividad manufacturera y el comercio internacional están llegando a punto de inflexión, por una reorientación general hacia una política monetaria acomodaticia, por noticias intermitentemente favorables acerca de las negociaciones comerciales entre Estados Unidos y China. No obstante, los datos macroeconómicos mundiales aún no arrojan señales visibles de que se esté llegando a puntos de inflexión.

Contexto regional

En América Latina se proyecta que el crecimiento se recupere de un 0,1% estimado en 2019 a 1,6% en 2020 y 2,3% en 2021. Las revisiones se deben a un recorte de las perspectivas de crecimiento de México en 2020 y 2021, entre otras razones por la continua debilidad de la inversión, y a una importante revisión a la baja del pronóstico de crecimiento para Chile, que se ha visto afectado por la tensión social. Estas revisiones están en parte compensadas por una revisión al alza del pronóstico

de 2020 para Brasil, gracias a una mejora de la actitud tras la aprobación de la reforma de las pensiones y la disipación de las perturbaciones de la oferta en el sector minero.

Argentina

La actividad económica de Argentina acumulada hasta noviembre 2019 – medida por el EMAE (Estimador Mensual de Actividad Económica), tuvo una caída de 1,9% respecto al acumulado al mismo período de 2018.

En la misma dirección, y de acuerdo al Informe de Avance del Nivel de Actividad que elabora el Indec, el PBI acumulado de los tres primeros trimestres del 2019 muestra un decrecimiento de 1,7% con relación al mismo período del año anterior.

La evolución macroeconómica del tercer trimestre de 2019 determinó, de acuerdo con las estimaciones preliminares, una variación en la oferta global, medida a precios del año 2004, de -4,4% con respecto al mismo período del año anterior, debido a la baja de 1,7% del PBI y a la variación de -13,4% en las importaciones de bienes y servicios reales.

En la demanda global se observó una disminución de 10,2% en la formación bruta de capital fijo, el consumo privado cayó 4,9%, el consumo público 0,9% y las exportaciones de bienes y servicios reales registraron un crecimiento de 14,2%.

En términos desestacionalizados, con respecto al segundo trimestre de 2019, las importaciones crecieron 1,3%, el consumo privado registró una suba de 0,3%, el consumo público cayó 0,1%, la formación bruta de capital fijo mantuvo su nivel mientras que las exportaciones se expandieron 2,0%.

En lo que respecta a la actividad industrial medida por el Índice de producción industrial manufacturero (IPI manufacturero), en octubre de 2019 muestra una caída de 2,3% respecto a igual mes de 2018. Con relación al mes anterior, la serie original con estacionalidad registra un aumento en su nivel de 9,7%. El acumulado de los diez meses de 2019 presenta una disminución de 7,2% respecto a igual período de 2018. En octubre de 2019, el índice de la serie desestacionalizada muestra una variación positiva de 5,0% respecto al mes anterior y el índice serie tendencia-ciclo registra una variación positiva de 0,1% respecto al mes anterior.

Respecto a la evolución de los precios, de acuerdo el IPC (Índice de Precios Consumidor) alcanzó un 53,8% acumulado en 2019 (Indec).

En los once meses de 2019, las exportaciones alcanzaron 59.702 millones de dólares y las importaciones, 45.992 millones de dólares. El intercambio comercial (exportaciones más importaciones) disminuyó 10,4% y alcanzó un valor de 105.694 millones de dólares. La balanza comercial registró un superávit comercial de 13.710 millones de dólares. Las exportaciones en los once meses de 2019 aumentaron 5,8% (3.257 millones de dólares) respecto al mismo período de 2018, debido principalmente al incremento en cantidades de 13,3%, ya que los precios cayeron 6,7%. A nivel de grandes rubros, productos primarios, combustibles y energía aumentaron 28,6%, 3,7% y 2,1%. Las importaciones en los once meses de 2019 disminuyeron 25,3% respecto a igual período del año anterior (-15.574 millones de dólares). Los precios bajaron 5,6% y las cantidades se contrajeron 20,9%. Las importaciones de bienes de capital cayeron 31,5%; las de bienes intermedios, 15,6%; las de combustibles y lubricantes, 33,1%; las de piezas y accesorios para bienes de capital, 16,3%; las de bienes de consumo, 27,0%; y las de vehículos automotores de pasajeros, 56,4%.

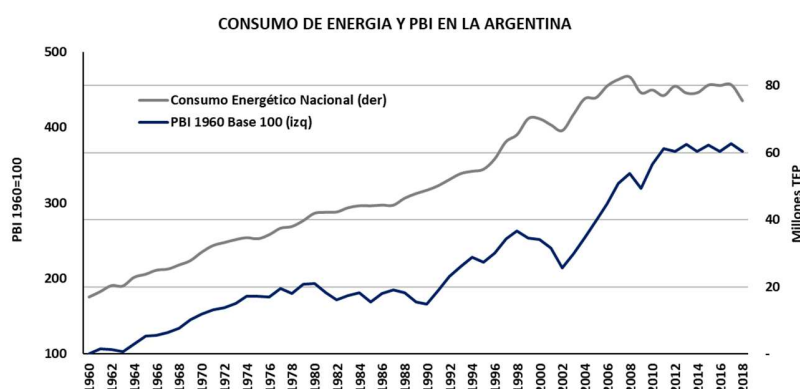
El BCRA cumplió su meta de Base Monetaria (BM) de octubre 2019. A fines de octubre, el promedio de la BM alcanzó a \$1.386,4 mil millones, lo que implicó un sobrecumplimiento de \$4,9 mil millones (0,4%). La meta de BM de octubre, de \$1.391,3 mil millones, surge de aplicar una variación de 2,5% mensual a la meta original de septiembre (\$1.411,2 mil

millones) más el impacto de las operaciones netas de divisas a partir del 18 de septiembre (-\$19,9 mil millones). Para noviembre, el Comité de Política Monetaria del Banco Central de la República Argentina (COPOM) estableció un crecimiento de la meta de BM de 2,5% con respecto a la meta de octubre, en línea con las proyecciones de demanda de dinero del BCRA, corregida por el efecto del reciente cambio de encajes (\$154 mil millones) para evitar una contracción monetaria excesiva. De esta forma, la meta de BM resultante para el inicio de noviembre 2019 se estima en \$1.584 mil millones, la cual será ajustada por las operaciones cambiarias netas del mes.

Características estructurales del sector energético

La demanda y consumo energético en la Argentina mantiene un coeficiente de correlación positivo con el Producto Bruto Interno (PBI), que significa que a mayor crecimiento económico la demanda energética consolidada de todos los productos energéticos también se incrementa. El crecimiento histórico del consumo energético tuvo un promedio anual de 2.7% en los últimos 59 años, con una media de 0.8% anual desde 2002.

La reducción en el consumo energético de 2018 y la débil recuperación de 2019, se producen en un marco inédito de ya casi 9 años de estancamiento económico que presentan reducido crecimiento en el consumo de energía primaria. En los últimos cuatro años este estancamiento económico estuvo adicionalmente influido por el proceso de fuerte recomposición tarifaria de gas y electricidad. Este proceso de readecuación tarifaria reduce la cifra de crecimiento de consumo energético, probablemente en un efecto transitorio hasta que el país retome un crecimiento económico sostenido.

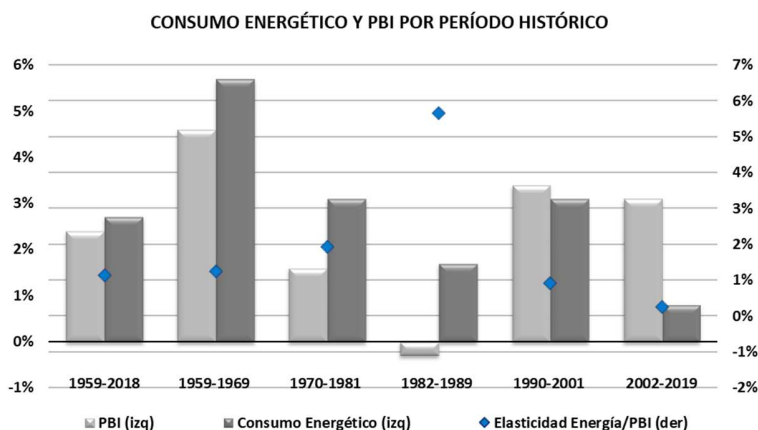


El crecimiento del consumo energético en varios años de la primera década del siglo XXI fue resultado de un crecimiento económico elevado, que no fue motorizado tanto por un crecimiento del consumo del sector Industrial sino preponderantemente por los sectores Residencial y Comercial en su demanda de diversos productos energéticos, como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente de electricidad. El estancamiento económico en que se ha desenvuelto la economía argentina desde 2011, redujo las tasas de crecimiento del consumo energético que se habían mostrado importantes y por sobre la media histórica entre 2003 y 2011, incluidos por los bajos niveles tarifarios que probaron ser insostenibles para la economía argentina.

La elasticidad del consumo energético en relación al PBI en los últimos dos ciclos político-económicos es menor a décadas anteriores. Las restricciones a la demanda energética por insuficiente suministro, y la necesidad de importar energía para complementar la oferta doméstica, tuvieron impacto en la economía y en el sector Industrial en particular. Si a futuro el desarrollo industrial se verificara, la necesidad de abastecimiento energético será creciente.

PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2018	2.4%	2.7%	1.13
1959-1969	4.6%	5.7%	1.24
1970-1981	1.6%	3.1%	1.94
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.67
1990-2001	3.4%	3.1%	0.91
2002-2019	3.1%	0.8%	0.26

Las restricciones de abastecimiento de productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de crecimiento económico hasta 2011 y relativamente moderado crecimiento de demanda energética en términos amplios¹, se deben a problemas en la oferta de estos productos energéticos, y a un crecimiento de la demanda del segmento Residencial-Comercial en un contexto de recuperación industrial de pequeña y mediana relevancia más que grandes consumidores energéticos.

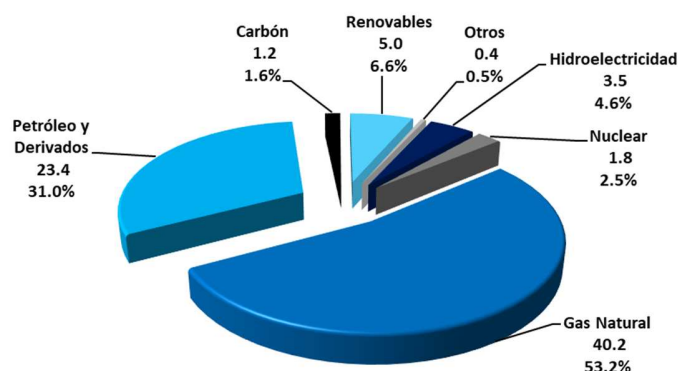


La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos, con 86.8% en 2016, 86.5% en 2017, y 85.8% en 2018; estimamos pocos cambios en 2019, probablemente en 84.6% por el avance de plantas de generación renovables². Este porcentaje de fuentes de origen fósil se ha reducido levemente en los últimos años por la obligación impuesta a los refinadores que abastecen combustibles, de incorporar porcentajes crecientes de biodiesel y bioetanol en su producción de combustibles fósiles como gas oil y naftas.

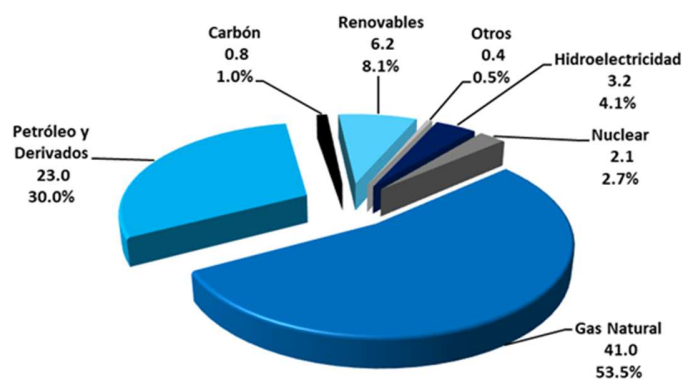
¹ Cuando se analiza algún sector específico como el eléctrico, se advierte que en este producto energético en particular la tasa de crecimiento de la demanda es superior a la del crecimiento del PBI.

² Últimos datos oficiales de 2018. Estimación de 2019 elaborada por G&G Energy Consultants, expresado en millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo para Consumo Primario Energético.

CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2018 (75.5 Millones TEP)



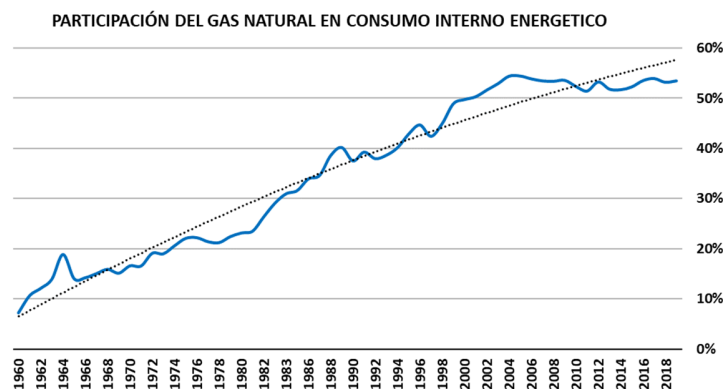
ESTIMACIÓN PRELIMINAR CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2019 (76.6 Millones TEP)



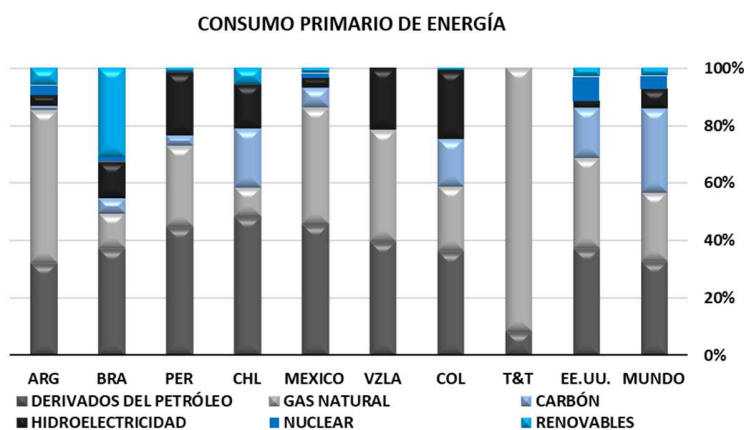
La característica estructural de tan alta dependencia de derivados del petróleo y del gas natural se da usualmente en pocos países, que poseen grandes reservas de petróleo y gas. Si bien la Argentina no posee grandes reservas convencionales de petróleo y gas natural en relación a su demanda interna, posee potencial relevante en recursos no convencionales de gas y petróleo. Por la naturaleza, característica y costo de las inversiones necesarias, existe dificultad de modificar la estructura de consumo primario energético en el corto plazo, pese a lo cual la actual Administración se ha fijado objetivos ambiciosos de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento energético.

La elevada dependencia del gas natural – 53.2% en 2018 -, fluctúa anualmente en función de las cantidades importadas de gas natural, de gas natural licuado (GNL) y de producción local para satisfacer la demanda. A pesar de la mayor producción local que se manifestó plenamente en el invierno 2018 y especialmente 2019, y de las importaciones de gas desde Bolivia y LNG, la demanda potencial de gas natural se encuentra parcialmente insatisfecha en invierno en el segmento industrial y en el segmento de generación termoeléctrica³.

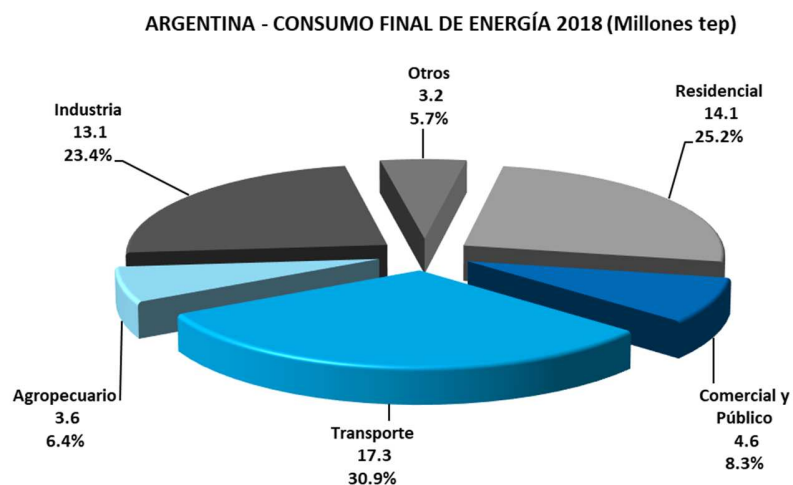
³ De no existir restricciones a la demanda de gas, su participación en la matriz primaria sería superior aún.



Los países de la región no poseen una estructura tan sesgada a los hidrocarburos, aunque sí en el promedio mundial y en Estados Unidos, por ejemplo.



El Consumo Energético Final en la Argentina – neto de pérdidas y de transformación - se distribuye en forma equilibrada entre transporte, segmento industrial y residencial/comercial. Esta distribución es similar a otros países en desarrollo con territorio extenso y tamaño medio de población.



Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina:

- Estructura atípicamente sesgada hacia el Petróleo y Gas, que es solo característica de los grandes exportadores de hidrocarburos como Medio Oriente, Rusia, países exportadores de LNG de África, o Venezuela.
- Adicionalmente, posee la particularidad que entre 53 y 54% del consumo primario interno de energía, se basa en gas natural con una penetración en el consumo – a pesar de las restricciones a la demanda potencial de este producto energético en invierno, que llevan a la sustitución por otros combustibles en generación eléctrica, y a restricciones directas a la demanda industrial en algunas ramas industriales -, superada por pocos países que tienen grandes producciones excedentes de gas natural.
- Tendencia de recuperación en la oferta energética local en consonancia con el mantenimiento de la tendencia de estancamiento de la demanda interna, que en 2018 y 2019 mitigó los problemas de insatisfacción a la demanda, ya que el incremento de inversiones de los últimos años permitió una mejora en el abastecimiento por mayor oferta interna.
- Demanda menor a la tendencia histórica en algunos segmentos específicos como el residencial y comercial tanto en gas natural como en energía eléctrica, por el ajuste considerable de tarifas finales a los consumidores, generando que las tasas de crecimiento del consumo energético de estos segmentos sean ahora menores a las históricas debido al mayor peso relativo en el consumo general de los consumidores. Un nuevo congelamiento de tarifas de gas y electricidad dispuesto desde diciembre 2019 podría volver a revertir esta tendencia acercándola parcialmente a lo experimentado entre 2002 y 2015.

ESTRUCTURA DE DEMANDA Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

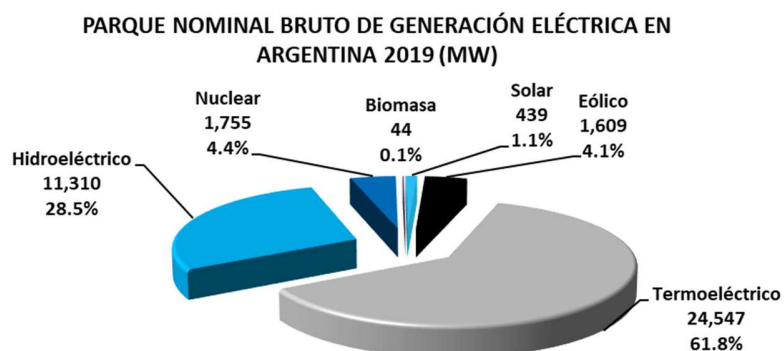
El parque de generación eléctrica en la Argentina evolucionó de modo dispar a lo largo de la historia, con diferentes períodos de incremento de la oferta en respuesta a las políticas imperantes para satisfacer la demanda de energía eléctrica.

Si bien CAMMESA reporta que existen 39.704 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de 2019 – un incremento neto de 1.166 MW o 3.0% respecto a 2018 en la disponibilidad nominal⁴, que al ser en gran parte equipamiento nuevo, posee disponibilidad efectiva -, la potencia disponible operativa en el verano 2019/2020 se encuentra en torno a 33.000 MW incluyendo una reserva rotante del orden de 1.800 MW, según el análisis de G&G Energy Consultants. La diferencia entre la potencia nominal y la efectiva a fin de 2019 se debe a que algunas unidades poseen restricciones por insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar el rendimiento nominal, pero principalmente porque un número de unidades de generación térmica se encuentran recurrentemente en mantenimiento, o limitadas por cuestiones técnicas. También debe considerarse que las unidades renovables no despachan su potencia nominal todas las horas, sino que responden a parámetros erráticos.

A diferencia de 2017 y 2018 en que se incorporó una cantidad importante de unidades pequeñas de motores⁵ y unidades TG en respuesta a la contratación lanzada por la Resolución 21/2016, en 2019 comenzaron a incorporarse cierres de ciclos combinados o unidades TV en ciclos de cogeneración como el de AESA. En 2019 ingresaron unidades TG por solo 159 MW comparado con 1.207 MW en 2018. Adicionalmente se incorporaron 210 MW en cierre de ciclos combinados comparado con 598 MW en 2018, y 1.128 MW en unidades renovables comparado con 709 MW en 2018, principalmente eólicas. No hubo incorporación de potencia nuclear, y la disponibilidad de centrales hidroeléctricas mejoró en 22 MW.

⁴ En 2016 habían ingresado 1.154 MW; en 2017 2.210 MW; y 2.357 MW en 2018.

⁵ En 2018 se retiraron 201 MW de este tipo de unidades. En 2019 se retiraron 155 MW motores Diesel Y 198 MW en unidades TV.

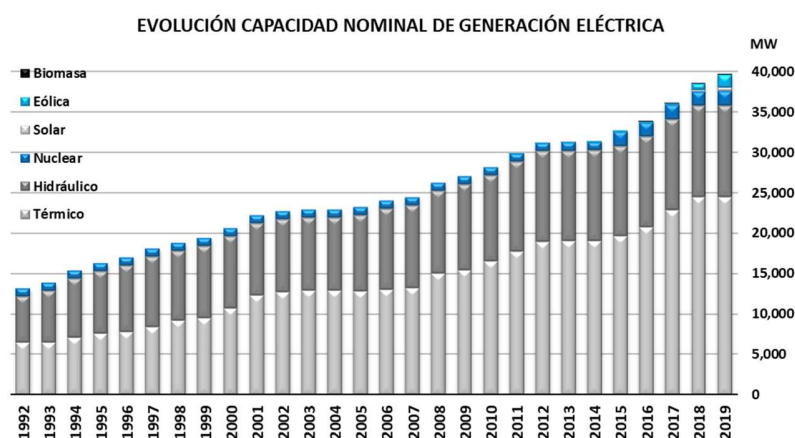


Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales hidroeléctricas y nucleares, debido a su elevado monto de inversión y largos plazos de ejecución. Las recurrentes crisis fiscales del Estado, obligan a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos. Por esta razón, sucesivos gobiernos optan por favorecer la incorporación de unidades de generación termoeléctrica de menor monto de inversión y plazo más corto de incorporación, aunque requiriendo el consumo de combustibles líquidos y gaseosos. Como usualmente la producción de estos combustibles existió en forma previsible y creciente en la Argentina – como vuelve a suceder actualmente tras la confirmación de la explotación comercial de tight y shale gas -, su provisión no representaba necesariamente un inconveniente restrictivo en el pasado. No obstante, esta política de incorporación de generación termoeléctrica encontró crecientes restricciones de provisión de combustibles fósiles de producción local, en particular gas natural.

La Administración Macri entre 2016 y 2019 lanzó un programa agresivo de contratación de nueva potencia de generación, tanto de origen termoeléctrico como también de fuentes renovables. La incorporación de oferta se logró mediante contratos de disponibilidad de potencia y remuneración de despacho de energía para el caso de unidades térmicas, y de compra de la energía disponible en el caso de unidades de generación eólica, solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Capacidad Nominal de Generación

La Potencia Instalada Nominal está concentrada en generación termoeléctrica, aunque el nivel de indisponibilidad de la misma es relativamente elevado en relación a otras fuentes de generación, a excepción de la nuclear. Una cantidad no menor de unidades de potencia termoeléctrica muestra indisponibilidad de forma recurrente y no se encuentran en condiciones de generar, incluyendo el período de invierno en que las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible.



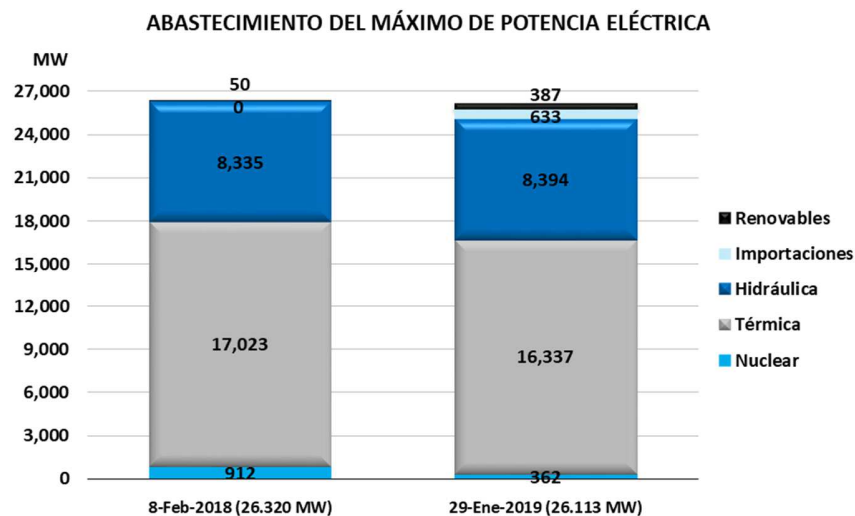
CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - MAYO 2019												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS	TOTAL	%
CUYO	120	87	413	40	660	0	1,129	194			1,983	5.0%
COMAHUE	0	501	1,487	81	2,069	0	4,769		153		6,991	17.6%
NOA	261	999	1,472	363	3,095	0	220	185	58	5	3,563	9.0%
CENTRO	2	826	534	45	1,407	648	918	61	86	7	3,127	7.9%
GBA-LIT-BAS	3,870	4,701	7,039	820	16,430	1,107	945		504	32	19,018	47.9%
NEA	0	12	0	304	316	0	2,745				3,061	7.7%
PATAGONIA	0	271	301	0	572	0	585		807		1,964	4.9%
MÓVIL				0	0						0	0.0%
TOTAL	4,253	7,397	11,246	1,653	24,549	1,755	11,311	440	1,608	44	39,707	100.0%
% TÉRMICOS	17.3%	30.1%	45.8%	6.7%	100.0%							
% TOTAL					61.8%	4.4%	28.5%	1.1%	4.1%	0.1%	100.0%	

G&G Energy Consultants estima que, al fin de 2019, la potencia efectiva disponible – que es menor a la nominal declarada por las razones ya citadas - llegó al orden de 33.000 MW incluyendo reserva rotante de 1.800 MW -, que no requirió ser utilizada en toda su magnitud debido a una demanda acotada en 2019 al igual que en 2018, y la potencia disponible pudo satisfacer la demanda. En febrero 2018 se batió el récord de demanda de potencia para un Día Hábil con 26.320 MW⁶, sin modificaciones hasta la fecha.

EVOLUCIÓN RECIENTE DE RECORDS DE CONSUMO ELÉCTRICO						
DÍA	RECORDS ANTERIORES		RECORDS ACTUALES		VARIACION	MW
	POTENCIA (MW)					
Sábado	25-feb-17	22,390	30-dic-17	22,543	0.7%	153
Domingo	27-dic-15	21,973	28-feb-17	22,346	1.7%	373
Día Hábil	24-feb-17	25,628	8-feb-18	26,320	2.7%	692
DÍA	ENERGÍA (GWh/d)				VARIACION	GWh
Sábado	18-ene-14	477.9	30-dic-17	478.4	0.1%	0.5
Domingo	27-dic-15	432.9	26-feb-17	437.6	1.1%	4.7
Día Hábil	8-feb-18	543.0	29-ene-19	544.4	0.3%	1.4

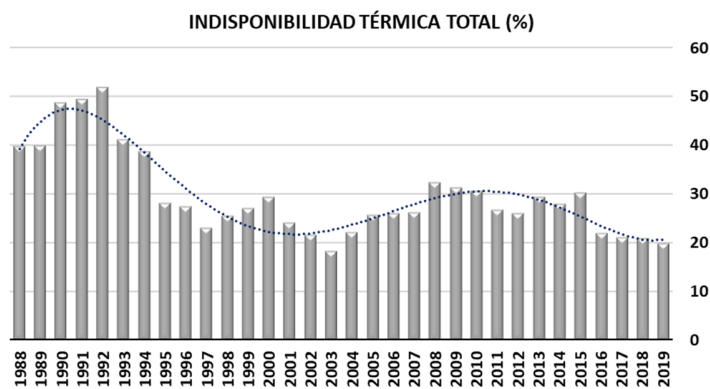
En el inicio de 2020, la demanda máxima de potencia eléctrica no supera aun los registros de 2018, y el excedente de capacidad de generación es más holgado con gran protagonismo del parque termoeléctrico que alcanzó un máximo de 16.337 MW, comparado con 17.023 MW del día récord del 8 de febrero de 2018.

⁶ El 29 de enero de 2019 se superó el récord de demanda de energía para un día hábil con 544 MWh.



Aun en los inviernos en que la disponibilidad de potencia termoeléctrica es algo afectada por la menor disponibilidad de gas, podría pensarse en situaciones de estrechez de oferta eléctrica. Sin embargo, durante el invierno 2019 se comprobó que la incorporación de nueva potencia eléctrica que se acentuó tras el programa de inversiones desde 2016, modificó una situación. La adecuada remuneración de potencia disponible es un factor relevante para esta disponibilidad que asegura garantía de abastecimiento.

La reducción de la indisponibilidad termoeléctrica también mejoró, ya que los generadores invirtieron para mantener el parque en condiciones de disponibilidad y así recibir pagos por la misma. No obstante, es probable que esta indisponibilidad del 20% alcanzada durante 2019 esté alcanzando un piso.



El incremento de potencia disponible efectiva mejoró sensiblemente en los últimos tres años y continuará en 2020 y 2021 con las centrales en construcción, tras incrementos de remuneración a generadores eléctricos que aceleraron las reparaciones de unidades que estaban recurrentemente indisponibles, en adición a las incorporaciones citadas anteriormente. Las empresas del Grupo Albanesi continuaron invirtiendo en varias centrales con el cumplimiento de incorporación de potencia en general en plazos convenidos con nuevas unidades en proceso de ingreso al Sistema Eléctrico Nacional en próximos meses.

La nueva capacidad de generación incorporada en 2019 responde en parte mínima a la licitación pública internacional convocada por la Resolución SEE 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, en el que el Grupo Albanesi resultó adjudicatario de ofertas por 420 MW. Las centrales adjudicadas bajo dicha Resolución 21 ya se encuentran completadas. El Grupo Albanesi participó activamente con las siguientes centrales:

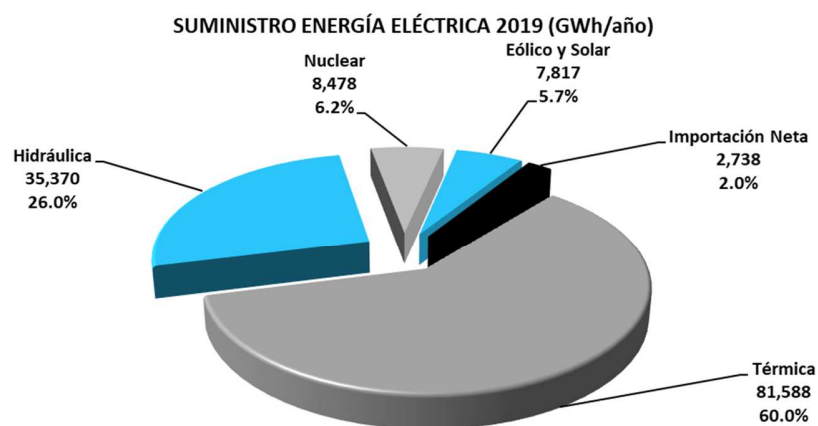
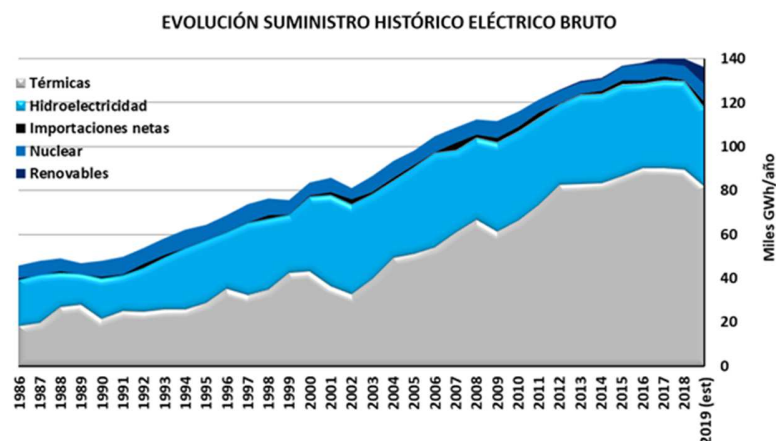
- La **CTE** de GMSA fue habilitada comercialmente en septiembre 2017, con dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW cada una, y en febrero 2018 con una tercera turbina de 50 MW.
- La **CTI** de GMSA obtuvo en agosto 2017 la habilitación comercial de una turbina Siemens SGT800 de 50 MW, y en febrero 2018 con una segunda turbina de la misma potencia.
- La **CTRI** de GMSA obtuvo habilitación comercial en mayo 2017 para una nueva turbina Siemens SGT800 de 50 MW, adicional a los 40 MW existentes.
- La **CTMM** de GMSA incorporó en julio 2017 100 MW de potencia nominal, que se agregan a los 250 MW existentes.
- En **CTRO** se implementó el cierre a ciclo combinado incorporando una unidad turbo vapor de 60 MW a la turbina a gas de 130 MW existente. La habilitación comercial se obtuvo en agosto 2018.

Adicionalmente, diferentes empresas del Grupo Albanesi fueron adjudicadas con contratos a término con CAMMESA para expandir su potencia en los próximos años. En el marco de la licitación pública internacional para cierre de ciclo combinado y cogeneración eléctrica convocada la Resolución SEE 287-E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, el Grupo Albanesi resultó adjudicado con 3 proyectos para instalar 283 MW de nueva capacidad que se encuentran en proceso de ingreso, al igual que otras unidades de diferentes empresas. Albanesi participa con las siguientes centrales:

- Cierre de Ciclo por 129 MW en la CTMM, en Córdoba
- Cierre de Ciclo por 154 MW en la CTE, en Buenos Aires

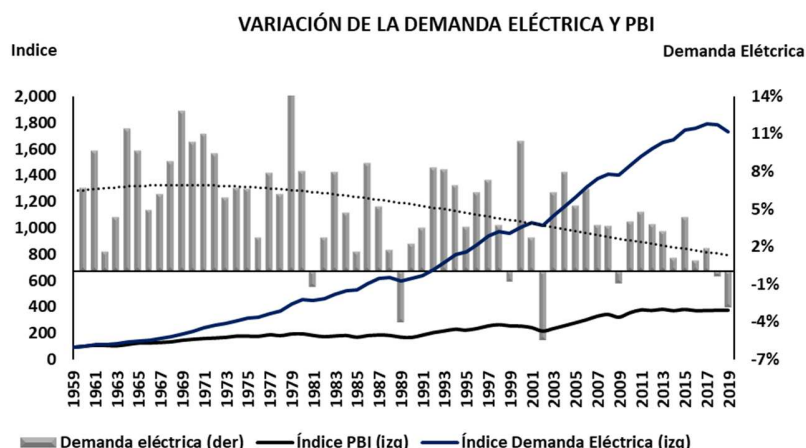
INCREMENTO OFERTA NOMINAL (MW) - DATOS NOMINALES							
PERÍODO	TÉRMICO	HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	EÓLICA SOLAR	TOTAL PERÍODO	DISTRIBUCIÓN POR REGIMEN REGULATORIO
1992-2019	17,752	5,049	750	44	2,048	25,643	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	35.6%
2002-2015	6,948	1,734	750	0	195	9,627	37.5%
2016-Sep 19	4,859	132	0	44	1,853	6,888	26.9%

La Demanda Bruta de Electricidad – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de generación en generación rotante – ha visto crecer el suministro termoeléctrico en forma notoria en las últimas décadas, acompañado con un suave incremento de la oferta hidroeléctrica por la incorporación de la etapa final de la CH Yacyretá en paulatino incremento de su cota de generación desde el 2006.



La demanda de energía eléctrica mostró entre 2016 y 2019 un des aceleramiento de su tendencia al crecimiento, con un agravamiento en 2019 en parte influido por temperaturas invernales moderadas. La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía como el 2016, 2018, y 2019 con influencia de los ajustes tarifarios que se implementaron para mejorar parcialmente la cobertura del costo de abastecimiento eléctrico.

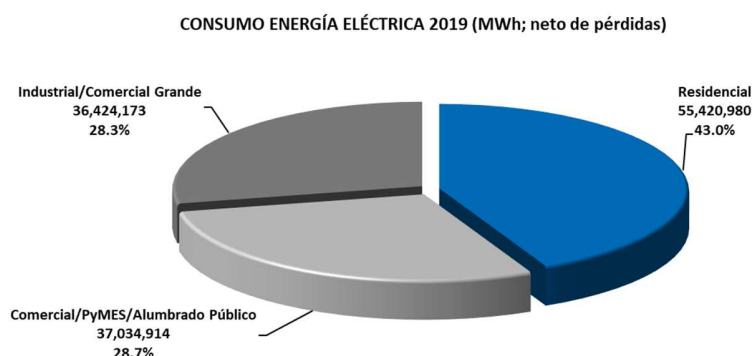
La correlación entre evolución del PBI y demanda eléctrica muestra una dispersión importante, aunque puede concluirse que ante reducción fuerte del PBI la demanda eléctrica cae relativamente poco. Igualmente debe considerarse que, en un entorno de crecimiento económico bajo, la demanda eléctrica crece a tasas mayores al PBI.



CAMMESA divide a la Argentina en Regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de las características socio-económicas y de la integración de cada subsistema eléctrico.

La demanda se localiza muy concentrada en el área CABA-Gran Buenos Aires-Litoral, que reúne el 61.4% de la demanda eléctrica total del país en 2019. Si bien las tasas de crecimiento en otras regiones como Noroeste, Comahue y Patagonia son superiores al resto de las regiones del país y la demanda de CABA-Gran Buenos Aires se encuentra influenciada por los reajustes tarifarios, los cambios de la presente estructura no serán materiales en el futuro.

La demanda de energía bruta – considerando pérdidas en distribución y transmisión, consumo propio en generación térmica y nuclear, y pequeñas exportaciones a Uruguay y Brasil -, registró un leve incremento de 0.5% en 2018, tras la reducción de -2.4% de 2017. En 2017 y debido a la expansión económica de 2.8% de ese año, la demanda eléctrica se incrementó 1.8% por la influencia de ajustes tarifarios, pero especialmente por el moderado verano 2016/2017 y temperaturas superiores a las normales en invierno 2018. En 2019 se registró una caída anual de -2.9% que fue aún superior en meses de invierno ya que las temperaturas fueron moderadas respecto a 2018; la mayor temperatura de fin de 2019 acentuó el incremento de demanda respecto al moderado fin de 2018. El estancamiento económico impacta en el ritmo de incremento de demanda junto a los reajustes tarifarios, previéndose que las tasas de crecimiento volverán a ser similares a las históricas cuando la economía retome una senda de crecimiento sostenido.

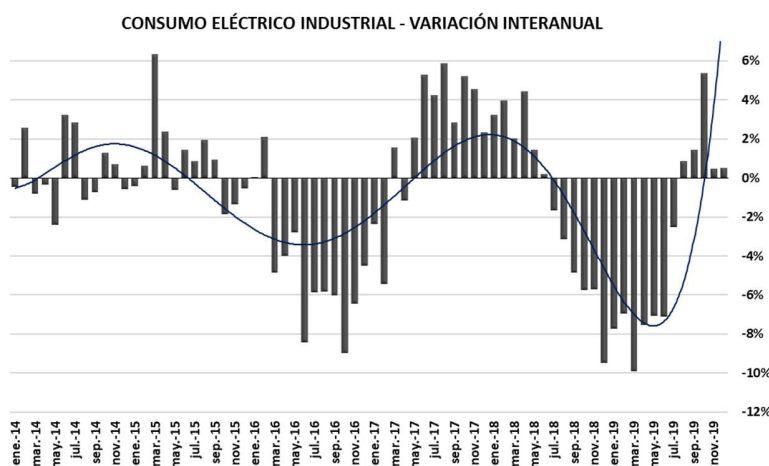


En 2019 se produjo una fuerte reducción de -2.9% en la demanda anual de energía eléctrica. El segmento de demanda eléctrica residencial redujo su demanda en -2.9% en 2019 tras expansión de 2.0% en 2018, influida por las temperaturas de invierno y verano. En 2017 la demanda eléctrica de este segmento se había reducido -2.0% por efecto de ajustes tarifarios

y temperaturas moderadas en verano e invierno, tras 3.0% en 2016 respecto a 2015, un registro mayor al 2.1% del recesivo 2014 respecto al 2013, pero inferior al 7.7% del 2015.

El segmento de demanda eléctrica comercial creció 3.2% en 2016 respecto a 2015, mayor al 0.2% de 2014, e inferior al 3.8% del 2015. En 2017, este segmento se redujo -0.4% y en 2018 otro -0.4%. En 2019 la tendencia se acentuó a -3.1%. Probablemente los ajustes tarifarios iniciados en febrero 2016 en energía eléctrica – seguidos de ajustes en gas natural en abril 2016 -, afectan en parte a la demanda de consumidores.

La caída de actividad industrial finalizó a inicios de 2017 y el incremento de actividad se extendió hasta inicios de 2018, en que nuevamente se inició una contracción relevante. Con aceleramiento en los últimos meses del año. En 2016 el segmento Industrial había mostrado reducción de demanda eléctrica de -4.7% tras un modesto +0.8% de 2015. En 2017 la reactivación industrial arrojó un aumento de demanda eléctrica de 2.0% en tanto 2018 finalizaría con -1.3% con guarismos interanuales muy negativos de -5.8% y -9.7% en noviembre y diciembre 2018. En 2019 la tendencia recesiva se acentuó hasta mitad de año, con una contracción anual de -3.5%, resaltándose la recuperación de algunos meses.



El crecimiento de la demanda de energía desde los años 2000, aumentó la necesidad de abastecimiento de combustibles para el abastecer el despacho parque generador termoeléctrico. A su vez, la demanda puntual horaria de potencia incidió sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima en horas de la noche de invierno, o de la tarde en verano. A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos al segmento residencial y comercial, se recurrió en el Gobierno anterior a cortes de suministro consensuados con grandes industrias, como sucedió en los inviernos 2010 y 2011 – sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno 2007 – que no se requirieron en el 2012. En 2013 fueron necesarias reducciones de demanda industrial especialmente en diciembre para atender la demanda residencial y comercial, al igual que en enero de 2014. Ni en el verano 2015 ni en invierno de ese año fue necesario requerir restricciones significativas a consumidores industriales para abastecer la demanda residencial/comercial de electricidad, aunque sí se produjeron cortes forzados a la demanda por inconvenientes considerables de distribución eléctrica.

En febrero 2016 la elevada demanda eléctrica por altas temperaturas, llevó a cortes programados e intempestivos de demanda que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017 la demanda se amortiguó y no superó la disponibilidad del sistema al contarse con mayor oferta disponible y con temperaturas moderadas. En 2018 se superó el record de demanda de potencia en febrero, atendido sin mayores contratiempos con disponibilidad local y sin necesidad de realizar importaciones. En el inicio de 2019, un día de temperaturas elevadas impulsó demanda elevada de potencia, atendida con reservas suficientes.

3. PUNTOS DESTACADOS EN EL EJERCICIO 2019

3.1 Medio Ambiente

Sistema de Gestión Ambiental Corporativo

Se cuenta con un Sistema de Gestión Integrado de conformidad con las normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007, implementado y certificado en CTMM.

La certificación ISO 14001:2015, en particular, se encuentra disponible con alcance corporativo, integrando las centrales operativas del Grupo Albanesi (GROSA, CTRO, AESA y GMSA. Centrales Térmicas: CTMM, CTRi, CTI, CTLB, CTF y CTE).

Esta modalidad compartida permite proceder unificada y coordinadamente en todos los sitios de trabajo aunando criterios para la determinación de los aspectos ambientales de la actividad, sus evaluaciones de significancia y los controles operacionales adoptados en respuesta. Sustentado en una documentación predominantemente estandarizada e implementada en un marco de trabajo basado en el desempeño solidario y cooperativo entre las partes, se ha logrado en el tiempo un crecimiento conjunto sostenido, sujeto a revisiones periódicas de desempeño y procesos de mejora continua.

Los beneficios fundamentales obtenidos a partir de lo expresado pueden evidenciarse en aspectos como:

- La concientización ambiental y el involucramiento del personal en el cumplimiento de los objetivos establecidos.
- La importancia prioritaria brindada al ejercicio de la gestión preventiva.
- La ausencia de incidentes ambientales.
- Las óptimas condiciones de orden y limpieza mantenidas en las instalaciones.
- El tratamiento eficaz tanto de acciones correctivas como de aquellas derivadas del abordaje de riesgos y oportunidades.
- La atención en tiempo y forma brindada al cumplimiento de requisitos legales.
- La superación en la gestión de los aspectos ambientales con especial consideración de sus ciclos de vida y los intereses implicados de sostenibilidad ambiental.
- Los esfuerzos dedicados, con resultados meritorios, en el cuidado y la estética de los espacios naturales.

Con igual eficacia, se han concretado desempeños destacables en el mantenimiento de los Sistemas de Gestión de “Calidad” y “Seguridad y Salud Ocupacional”.

En el período octubre-noviembre de 2019, se concretó con éxito una nueva auditoría externa del Sistema de Gestión Integrado y ambiental corporativo a cargo del ente certificador IRAM, obteniéndose como resultado la conformidad de los mantenimientos de los sistemas de las empresas por un nuevo año, en el marco de la recertificación obtenida oportunamente con validez hasta el año 2021.

3.2 Recursos Humanos

Gestión del Capital Humano

Bajo el lema “Trabajar Juntos y mejor” y guiados por nuestros valores corporativos, **Atraer, Motivar y Retener** son los tres pilares alrededor de los cuales gira la gestión del Capital humano del grupo. Con el objetivo de transformarnos en una referencia de mercado estamos llevando a cabo un proceso de cambio en el cual nuestra ambición es que cada persona se

transforme en un vector de valor agregado que contribuya a maximizar los resultados del negocio y la satisfacción del cliente en cada paso de la cadena de valor.

A continuación, describimos las principales acciones del ejercicio por dominio de actividad:

Estructura organizativa

Durante el año 2019 se creó la Gerencia corporativa de Auditoría Interna que forma parte del nivel superior de la organización. El gran desafío está orientado a acelerar la formalización de los procesos clave como un paso más en el camino de integración de una estructura acorde al tamaño y desafíos que el Grupo tiene por delante.

Empleos

El nivel de empleos totales del Grupo descendió un 3 % respecto del año anterior como consecuencia de una mejora en el nivel de automatización de algunos procesos.

A través de nuestro programa de movilidad interna “MOBI” se pusieron en oferta 6 (seis) posiciones, con un total de 7 (siete) postulantes internos, y se incorporaron 35 (treinta y cinco) personas de fuente externa fundamentalmente por reemplazos y creación de nuevas posiciones en las áreas: Recepción, Impuestos, Auditoría, Contabilidad, Legales, Compras y Comex, Tecnología y Sistemas de información, Gas, Operaciones y Mantenimiento.

Compensaciones y Beneficios

Se terminaron de evaluar las 80 posiciones testigo para la conformación de la nueva estructura salarial del personal fuera de convenio. El mismo fue liderado por RRHH con el acompañamiento de Willis Towers Watson a través de su herramienta “Global Grading System”. El sistema dará contenido a las prácticas de pago y compensaciones a partir de 2020.

Se continua igualmente con un monitoreo bianual de las prácticas de mercado a través de sendas encuestas de mercado general con cortes específicos para el sector.

En el ejercicio se practicaron 5 incrementos en línea con la práctica del mercado laboral.

Se mantiene el Programa de Beneficios Corporativos que conjuga un sistema de flexibilidad horaria denominado “Flex” y acuerdos de descuentos con la red de gimnasios Sport Club, y Club La Nación; asimismo se reforzó la opción de “snack saludable”.

Completan el cuadro de beneficios el acceso a productos de Bodega del Desierto y el acceso a préstamos a tasa blanda para todo el personal.

Se mantiene igualmente el Programa de Gestión del Desempeño para evaluar al personal en términos de comportamientos esperados y de potencial para acompañar el desarrollo en términos de competencias.

Capacitación y Desarrollo

En materia de Formación se impartieron 17.912 hs de capacitación al personal distribuidas de la siguiente manera: 24 % Desarrollo de Habilidades de Dirección, 23 % Desarrollo de Habilidades técnicas y Formación al puesto de trabajo, 37 % Idiomas, 10 % Compliance, 4 % SHCT y 2 % Habilidades de Relación y Cooperación.

Comunicación interna, y Sistemas de información de RRHH

Se lanzó JAM dentro del entorno Succes Factors (SAP) que tiene como objetivo transformarse en un canal de trabajo colaborativo y también de comunicación de la vida de la empresa.

Se consolidó el uso del Módulo Empleado central de SAP administrando la información individual de cada empleado, así como la estructura organizativa.

En el último trimestre se incorporó la opción de acceder al recibo digital a través de la Plataforma Succes Factors, ganando tiempo de gestión para el empleado y la empresa, accediendo de manera segura desde cualquier dispositivo.

Relaciones del trabajo

Se terminaron de afianzar los convenios de empresa para la actividad de generación, firmados oportunamente con FATLyF y APUAYE respectivamente. Se iniciaron conversaciones para homogeneizar los convenios firmados con la Filial de Rosario (GROSA) quien aún actúa con el convenio histórico de luz y Fuerza 36/75, estableciéndose un plan de trabajo para su puesta en marcha durante 2020.

RSE

En cuanto a la Política de RSE se consolidaron las acciones que se viene desarrollando en la materia bajo el objetivo Nro. 4 de la ODS formación para el trabajo.

Para contener otro tipo de acciones hemos modificado el procedimiento vigente en el cual hemos agregado dos Objetivos más de la ODS. Objetivo ODS: Nro. 6 “Agua Limpia y Saneamiento” y Objetivo ODS: Nro. 11 “Ciudades y Comunidades Sostenibles”. Esta integración permite seguir orientando acciones que aporten elementos de mejora en las comunidades donde operamos.

3.3 Sistemas y Comunicaciones

Durante el año 2019, el área de Sistemas y Comunicaciones continuó brindando mantenimiento, desarrollo, implementación, innovación y soluciones asociadas a aplicaciones, tecnología, telecomunicaciones, seguridad de la información y procesos, garantizando un adecuado nivel de servicio y cubriendo las necesidades del negocio de la compañía.

Cabe destacar que el área cuenta con políticas y procedimientos acordes a normas y estándares internacionales los cuales son monitoreados en forma continua a fin de controlar el cumplimiento de los objetivos del sector, los controles internos, como así también asegurar la calidad y la mejora continua.

Los proyectos y objetivos logrados durante el año 2019 se resumen a continuación:

- Se finalizó la instalación del sistema de extinción de incendios para el data center corporativo

- Se finalizó la instalación de un nuevo sistema de acondicionamiento de aire para el data center corporativo
- Se finalizó la instalación de la conexión por Fibra Óptica en la planta de Timbúes.
- Se desarrollaron varios proyectos de instalación/ampliación de los sistemas de cámaras y monitoreo por CCTV:
- Ezeiza: Ampliación
- Roca: Instalación nueva
- Timbúes: Instalación nueva
- Tucumán: Ampliación
- Se instaló y configuró el sistema de conectividad satelital de anylink, como sistema de backup para el SOTR
- Se finalizó la implementación de impresión departamental Corporativa.
- Se finalizó la implementación de SAP en reemplazo de INFOR en Tucumán, Timbúes, y Río IV.
- Se completó la implementación del proyecto SAP-VIM Corporativo, para el mejoramiento del proceso de cuentas por pagar.
- Se realizó el mejoramiento del data center de Río IV
- Se migró el data center de Timbúes al nuevo edificio de la planta

Cómo objetivo para el 2020, la Gerencia de Sistemas y Tecnologías de la Información continuará con el proceso de inversión tendiente a mejorar la productividad y la eficiencia de los procesos existentes, como así también la incorporación de tecnologías innovadoras, permitiendo de esta manera continuar con el proceso de mejora de las acciones enfocadas a garantizar la seguridad, confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información.

Algunos de los proyectos para el año 2020 son:

- Incorporación de nuevos servidores al data center corporativo
- Incorporación de mejor tecnología de conectividad del data center corporativo
- Mejoramiento de la conectividad en la planta de Tucumán, para mejorar el sistema de cámaras de CCTV
- Renovación y ampliación de licencias de Windows server y Windows 10
- Actualización del parque de PC, laptop y celulares
- Ampliación y mejoramiento de los sistemas comerciales y de facturación de energía

3.3 Programa de Integridad

Por Acta de Directorio del 16 de agosto de 2018 se aprobó el Programa de Integridad para las compañías del Grupo Albanesi, a través del cual se robusteció el Código de Ética y Conducta y se implementaron diversas políticas, entre ellas, una Política Anticorrupción, de Presentación en Licitaciones y Concursos y una Política de Relacionamento con Funcionarios Públicos.

Asimismo, se estableció una Línea Ética para denuncias que es confidencial, anónima y pública. Posteriormente, se elaboraron políticas adicionales, tales como la Política de Donaciones y la Política de Confidencialidad y Uso de Herramientas de Trabajo, y se generaron registros de: (i) Regalos, (ii) Relacionamento con Funcionarios Públicos y (iii) Conflictos de Interés, de uso mandatorio para nuestros empleados.

El Código prevé la creación de un Comité de Ética, que tuvo lugar el 21 de agosto de 2018 y que se encuentra a cargo de la investigación de las denuncias, reportando al Directorio.

Asimismo, se implementó un plan de capacitación que incluyó capacitaciones presenciales y en línea, de carácter obligatorio.

Por último, se reformó la estructura del Grupo para incluir la función de Compliance, a cargo de la Gerencia de Legales, devenida en Gerencia Corporativa de Legales y Compliance.

3.4 Situación Financiera

En el siguiente cuadro se detalla el endeudamiento consolidado al 31 de diciembre de 2019:

	Tomador	Capital	Saldo al 31.12.19	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
			(Pesos)	(%)			
Contrato de Crédito							
Cargill	GMSA	USD 15.000.000	976.718.615	LIBOR + 4,25%	USD	16/02/2018	29/01/2021
Credit Suisse AG London Branch	GECEEN	USD 24.848.563	1.506.999.470	13,09%	USD	25/04/2018	20/03/2023
Credit Suisse AG London Branch	GECEEN	USD 24.383.333	1.463.775.957	7,75%	USD	25/04/2018	20/03/2023
Subtotal			3.947.494.042				
Sindicado							
ICBC / Hipotecario / Citibank	GMSA	\$ 396.500.000	399.189.285	TM20 + 8,00%	ARS	27/12/2019	27/12/2020
			399.189.285				
Títulos de Deuda							
ON Internacional	GMSA/CTR	USD 336.000.000	20.927.319.319	9,625%	USD	27/07/2016	27/07/2023
ON Clase I Coemisión	GMSA/CTR	USD 4.521.000	319.603.030	6,68%	USD	11/10/2017	11/10/2020
ON Clase II Coemisión	GMSA/CTR	USD 80.000.000	4.728.705.163	15,00%	USD	05/08/2019	05/05/2023
ON Clase III Coemisión	GMSA/CTR	USD 25.730.783	1.516.165.641	8,00% hasta la primera fecha de amortización 13,00% hasta la segunda fecha de amortización	USD	04/12/2019	12/04/2021
ON Clase VI	GMSA	USD 6.640.279	401.513.510	8,00%	USD	16/02/2017	16/02/2020
ON Clase VIII	GMSA	\$ 312.884.660	327.337.502	BADLAR + 5%	ARS	28/08/2017	28/08/2021
ON Clase X	GMSA	USD 28.148.340	1.668.374.179	8,50% hasta la primera fecha de amortización 10,50% hasta la segunda fecha de amortización 13,00% hasta la tercera fecha de amortización	USD	04/12/2019	16/02/2021
ON Clase II	CTR	\$ 108.000.000	109.334.756	BADLAR + 2%	ARS	17/11/2015	17/11/2020
ON Clase IV	CTR	\$ 291.119.753	354.258.487	BADLAR + 5%	ARS	24/07/2017	24/07/2021
ON Clase III	ASA	\$ 255.826.342	270.110.184	BADLAR + 4,25%	ARS	15/06/2017	15/06/2021
Subtotal			30.622.721.771				
Otras deudas							
Préstamo Supervielle	GMSA	USD 1.015.426	61.259.205	9,90%	USD	07/08/2019	04/02/2020
Préstamo Macro	GMSA	USD 3.333.333	200.672.521	9,00%	USD	30/08/2018	12/01/2021
Préstamo Chubut	GMSA	USD 170.340	10.239.812	10,50%	USD	18/07/2019	18/01/2020
Préstamo Chubut	GMSA	USD 672.850	40.454.888	11,00%	USD	18/10/2019	16/04/2020
Préstamo Chubut	GMSA	USD 836.993	50.203.017	11,00%	USD	25/11/2019	25/05/2020
Préstamo Chubut	GMSA	USD 1.000.000	60.034.392	11,00%	USD	23/12/2019	23/06/2020
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 135.000.000	139.532.671	64,50%	ARS	15/11/2019	07/02/2020
Préstamo Ciudad	CTR	USD 5.018.181	307.701.313	7,90%	USD	04/08/2017	04/08/2021
Préstamo BAPRO	CTR	USD 10.600.000	655.705.255	4,00%	USD	03/01/2018	15/07/2020
Préstamo ICBC	CTR	\$ 74.725.000	75.250.259	TM20 + Spread 8%	ARS	27/12/2018	27/12/2020
Préstamo Macro	CTR	USD 1.666.667	100.418.322	9,00%	USD	28/12/2018	12/12/2020
Arrendamiento financiero	GMSA/CTR		133.794.222				
Subtotal			1.835.265.877				
Total deuda financiera			36.804.670.975				

1. Análisis de los resultados:

De conformidad con lo dispuesto por la Resolución General N°368/01 y sus modificaciones de la CNV, se expone a continuación un análisis de los resultados de las operaciones de Albanesi S.A. (la Sociedad) y de su situación patrimonial y financiera, que debe ser leído junto con los estados financieros consolidados condensados intermedios que se acompañan.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2018	Var.	Var. %
	GW			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	243	233	10	4%
Venta de energía Plus	566	673	(107)	(16%)
Venta de energía Res. 220	1.421	803	618	77%
Venta de energía Res. 21	580	193	387	201%
	2.809	1.902	907	48%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en millones de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2018	Var.	Var. %
	(en millones de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	920,8	1.486,1	(565,3)	(38%)
Venta de energía Plus	2.355,0	2.640,3	(285,3)	(11%)
Venta de energía Res. 220	6.663,5	5.547,7	1.115,8	20%
Venta de energía Res. 21	4.260,2	3.063,1	1.197,1	39%
Total	14.199,5	12.737,2	1.462,3	11%

Resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (en millones de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2018	Var.	Var. %
Ventas de energía	14.199,5	12.737,2	1.462,3	11%
Ventas netas	14.199,5	12.737,2	1.462,3	11%
Costo de compra de energía eléctrica	(1.531,1)	(1.956,1)	425,0	(22%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(184,6)	(627,2)	442,6	(71%)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(507,2)	(447,1)	(60,1)	13%
Plan de beneficios definidos	(6,8)	(28,8)	22,0	(76%)
Servicios de mantenimiento	(931,9)	(794,7)	(137,2)	17%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(2.319,9)	(2.078,8)	(241,1)	12%
Seguros	(107,2)	(99,6)	(7,6)	8%
Diversos	(153,2)	(168,5)	15,3	(9%)
Costo de ventas	(5.742,1)	(6.201,0)	458,9	(7%)
Resultado bruto	8.457,4	6.536,2	1.921,2	29%
Tasas e impuestos	(89,5)	(37,5)	(52,0)	139%
Deudores incobrables	(0,1)	0,1	(0,2)	(100%)
Previsión impuesto a los ingresos brutos	-	(33,1)	33,1	100%
Gastos de comercialización	(89,6)	(70,5)	(19,1)	27%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(80,5)	(39,8)	(40,7)	102%
Honorarios profesionales	(434,6)	(420,0)	(14,6)	3%
Honorarios directores	-	(0,1)	0,1	(100%)
Movilidad, viáticos y traslados	(14,5)	(7,2)	(7,3)	101%
Tasas e impuestos	(14,9)	(5,9)	(9,0)	153%
Diversos	(24,2)	(36,6)	12,4	(34%)
Gastos de administración	(568,7)	(509,7)	(59,0)	12%
Resultados participación en asociadas	(144,6)	(447,9)	303,3	(68%)
Otros ingresos operativos	10,8	391,7	(380,9)	(97%)
Otros egresos operativos	-	(544,6)	544,6	(100%)
Resultado operativo	7.665,3	5.355,2	2.310,1	43%
Intereses comerciales, netos	(232,1)	83,2	(315,3)	(379%)
Intereses por préstamos, netos	(3.461,5)	(3.294,4)	(167,1)	5%
Gastos y comisiones bancarias	(20,5)	(36,8)	16,3	(44%)
Diferencia de cambio, neta	(14.500,1)	(22.754,5)	8.254,4	(36%)
Desvalorización / recupero de activos	(47,3)	3.230,2	(3.277,5)	(101%)
RECPAM	15.983,5	12.112,0	3.871,5	32%
Otros resultados financieros	(355,0)	900,0	(1.255,0)	(139%)
Resultados financieros, netos	(2.633,1)	(9.760,1)	7.127,0	(73%)
Resultado antes de impuestos	5.032,2	(4.404,9)	9.437,1	(214%)
Impuesto a las ganancias	(4.386,0)	717,5	(5.103,5)	(711%)
Resultado neto del ejercicio	646,2	(3.687,4)	4.333,6	(118%)
Otros Resultado Integral del ejercicio				
Revalúo de propiedades, planta y equipos en subsidiarias	(2.671,1)	8.169,3	(10.840,4)	(133%)
Efecto en el impuesto a las ganancias	669,8	(2.042,0)	2.711,8	(133%)
Plan de beneficios definidos	(8,2)	(1,5)	(6,7)	447%
Otros resultados integrales del ejercicio	(2.009,4)	6.125,9	(8.135,3)	(133%)
Total de resultados integrales del ejercicio	(1.363,3)	2.438,5	(3.801,8)	(156%)

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$14.199,5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, comparado con los \$12.737,2 millones para el ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$1.462,3 millones (11%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la venta de energía fue de 2.809 GW, lo que representa un aumento del 48% comparado con los 1.902 GW para el ejercicio 2018.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$2.355,0 millones por ventas de energía Plus, lo que representó una disminución del 11% respecto de los \$2.640,3 millones para el ejercicio 2018.
- (ii) \$6.663,5 millones por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 20% respecto de los \$5.547,7 millones del ejercicio 2018. Dicha variación se explica, principalmente, por el efecto neto entre un aumento en el despacho de energía, debido a que entró en funcionamiento el Ciclo Cerrado en la Central de CTR a partir del 4 de agosto de 2018, un incremento en el tipo de cambio y la aplicación de la Resolución SRRyME 01/2019 que estableció nuevos mecanismos de remuneración.
- (iii) \$920,8 millones por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó una disminución del 38% respecto de los \$1.486,1 millones para el ejercicio 2018, producto de la aplicación de la Resolución SRRyME 01/2019 que estableció nuevos mecanismos de remuneración.
- (iv) \$4.260,2 millones por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó un aumento del 39% respecto de los \$3.063,1 millones para el ejercicio 2018. Dicha variación se explica por la mayor venta de energía en GW.

Costo de ventas:

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de \$5.742,1 millones comparado con \$6.201,0 millones para el ejercicio 2018, lo que equivale a una disminución de \$458,9 millones (o 7%).

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad en millones de pesos, así como su comportamiento durante el ejercicio 2019:

- (i) \$1.531,1 millones por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 22% respecto de \$1.956,1 millones para el ejercicio 2018 debido a la menor venta de GW de Energía Plus.
- (ii) \$184,6 millones por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó una disminución de 71% respecto de los \$627,2 millones para el ejercicio 2018.
- (iii) \$931,9 millones por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 17% respecto de los \$794,7 millones para el ejercicio 2018. Esta variación se debió a la variación del tipo de cambio del dólar y la puesta en marcha de nuevas turbinas a fines del año 2018.
- (iv) \$2.319,9 millones por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 12% respecto de los \$2.078,8 millones para el ejercicio 2018. Esta variación se origina principalmente en el mayor valor de amortización en los rubros inmuebles, instalaciones y maquinarias, como consecuencia de la revaluación de los mismos en 2019 y 2018.
- (v) \$570,2 millones por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 13% respecto de los \$447,1 millones para el ejercicio 2018.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 arrojó una ganancia de \$8.457,4 millones, comparado con una ganancia de \$6.536,2 millones para el ejercicio 2018, representando un aumento del 29%. Esto se debe a la variación en el tipo de cambio y a los ingresos de potencia y energía de las nuevas unidades habilitadas.

Gastos de Comercialización:

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$89,6 millones, comparado con los \$70,5 millones para el ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$19,1 millones (27%).

Gastos de Administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a \$568,7 millones, comparado con los \$509,7 millones para el ejercicio 2018, lo que equivale a un incremento de \$59,0 millones (12%).

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$434,6 millones de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 3% respecto de los \$420,0 millones para el ejercicio 2018.
- (ii) \$14,9 millones de tasas e impuestos, lo que representó un aumento del 153% respecto de los \$5,9 millones del ejercicio 2018.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$7.665,3 millones, comparado con una ganancia de \$5.355,2 millones para el ejercicio 2018, representando un aumento del 43%.

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 totalizaron una pérdida de \$2.633,1 millones, comparado con una pérdida de \$9.760,1 millones para el ejercicio 2018, representando una disminución de la pérdida en \$7.127,0 millones.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$3.461,5 millones de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 5% respecto de los \$3.294,4 millones de pérdida para el ejercicio 2018, producto de un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión.
- (ii) \$15.983,5 millones de ganancia por RECPAM como consecuencia de la aplicación del ajuste por inflación, lo que representó un aumento de \$3.871,5 millones comparado con \$12.112,0 millones de ganancia para el ejercicio 2018, producto de una mayor inflación en el 2019 comparado con el ejercicio 2018.

(iii) \$14.500,1 millones de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución de \$8.254,4 millones respecto de los \$22.754,5 millones de pérdida del ejercicio anterior. A pesar de que el tipo de cambio aumentó en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 con respecto al ejercicio 2018, se refleja una disminución del resultado por tenencia debido, principalmente, al efecto de la reexpresión por el IPC de los resultados por diferencia de cambio correspondientes al ejercicio 2018.

Resultado antes de impuestos:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$5.032,2 millones, comparada con una pérdida de \$4.404,9 millones para el ejercicio anterior, lo que representa un aumento de \$9.437,1 millones.

El resultado de impuesto a las ganancias fue una pérdida de \$4.386,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, representando una pérdida de \$5.103,5 millones en comparación con los \$717,5 millones de ganancia del ejercicio anterior.

Resultado neto:

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$646,2 millones, comparada con los \$3.687,4 millones de pérdida para el ejercicio 2018, lo que representa una mejora de \$4.333,6 millones.

Resultados integrales:

La pérdida por los otros resultados integrales del ejercicio 2019 fue de \$2.009,4 millones, representando una disminución del 133% respecto del ejercicio 2018, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias, como también el plan de pensiones.

El resultado integral total del ejercicio fue una pérdida de \$1.363,3 millones, representando una disminución del 156% respecto de la ganancia integral del ejercicio 2018, de \$2.438,5 millones.

EBITDA Ajustado

**Ejercicio finalizado
el 31 de diciembre
de:**

2019

EBITDA Ajustado en millones de pesos ^{(1) (2)} 10.222,6

EBITDA Ajustado en millones de dólares ^{(1) (2)} 208,9

(1) Se trata de cifras no cubiertas por el Informe de Auditoría.

(2) Las cifras no incluyen la participación del Grupo en los resultados de GECEN que ha sido excluida del cálculo tal como se menciona en el punto 7.

2. Estructura patrimonial comparativa con el ejercicio anterior: (en millones de pesos)

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Activo no corriente	51.849,0	48.005,7	26.387,0
Activo corriente	9.689,5	8.358,0	5.447,7
Total activo	61.538,4	56.363,7	31.834,7
Patrimonio atribuible a los propietarios	8.319,0	10.095,0	6.207,6
Patrimonio no controladora	881,1	964,1	324,6
Total patrimonio	9.200,1	11.059,2	6.532,2
Pasivo no corriente	40.621,3	34.350,3	19.720,5
Pasivo corriente	11.717,1	10.954,2	5.582,0
Total pasivo	52.338,4	45.304,6	25.302,5
Total patrimonio y pasivo	61.538,4	56.363,7	31.834,7

3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior: (en millones de pesos)

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Resultado operativo ordinario	7.665,3	5.355,2	2.500,2
Resultados financieros	(2.633,1)	(9.760,1)	(2.888,4)
Resultado neto ordinario	5.032,2	(4.404,9)	(388,3)
Impuesto a las ganancias	(4.386,0)	717,5	813,9
Resultado del ejercicio	646,2	(3.687,4)	425,7
Otros resultados integrales	(2.009,4)	6.125,9	(2,9)
Total de resultados integrales	(1.363,3)	2.438,5	422,7

4. Estructura del flujo de efectivo comparativa con el ejercicio anterior: (en millones de pesos)

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Flujos de efectivo generados por las actividades operativas	5.895,1	1.447,8	5.121,5
Flujos de efectivo (aplicados a) las actividades de inversión	(2.899,3)	(5.060,7)	(10.016,0)
Flujos de efectivo (aplicados a) / generados por las actividades de financiación	(2.014,1)	4.125,2	3.482,2
Aumento / (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	981,8	512,3	(1.412,3)

5. Índices comparativos con el ejercicio anterior:

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Liquidez (1)	0,83	0,76	0,98
Solvencia (2)	0,16	0,22	0,25
Inmovilización del capital (3)	0,84	0,85	0,83
Rentabilidad (4)	0,06	(0,42)	0,11

(1) Activo corriente / Pasivo corriente

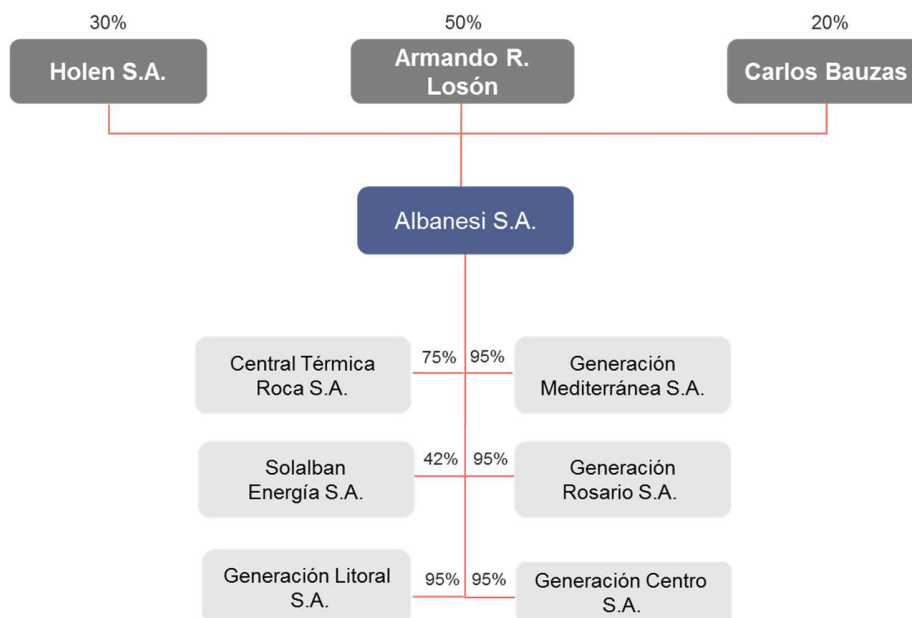
(2) Patrimonio neto / Pasivo total

(3) Activo no corriente / Total del activo

(4) Resultado neto del ejercicio (no incluye Otros resultados integrales) / Patrimonio neto promedio

4. ESTRUCTURA SOCIETARIA

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa



Holen S.A., Armando Losón y Carlos Bauzas poseen el 5% restante de GMSA, GROSA, GLSA y GECEN.

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2019 el capital social de la Sociedad se encuentra compuesto por 64.451.745 acciones ordinarias, nominativas, no endosables de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción, distribuidas de la siguiente forma:

- Armando Roberto Losón 50 % (32.225.873 acciones)
- Holen S.A. 30 % (12.890.348 acciones)
- Carlos Alfredo Bauzas 20 % (19.335.524 acciones)

Organización de la toma de decisiones

Conforme se expresa en los diferentes apartados del Anexo IV del Título IV de las Normas de la CNV, que acompaña a esta Memoria, referido al grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario, las políticas y estrategias de la Sociedad son definidas por el Directorio para ser ejecutadas por cada uno de los sectores bajo la supervisión de las Gerencias correspondientes y del mismo Directorio inclusive.

Aquellas decisiones cuya magnitud y/o monto implicado resulten de importancia y/o relevantes, relacionadas a la administración de las actividades de la Sociedad, son resueltas en forma directa por el Directorio reunido especialmente a tal fin. De ser requerido en caso concreto, es la Asamblea de Accionistas, en sesión extraordinaria, la que se encarga de resolver. En todos los casos acaecidos durante el año 2019, las decisiones en la Asamblea de Accionistas han sido adoptadas por unanimidad, mientras que las relativas al Directorio han sido tomadas cumpliendo con las mayorías establecidas en el estatuto social.

Remuneraciones del Directorio

Las resoluciones de la Sociedad vinculadas a la determinación de los honorarios a regular para el Directorio, se ajustan a los límites y lineamientos previstos por el artículo 261 de la Ley N° 19.550 y los artículos 1° a 7° del Capítulo III del Título II de las Normas de la CNV.

5. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2020

5.1 Perspectivas para el Mercado de Generadores Eléctricos en general

La actividad regulatoria de 2018 no presentó mayores cambios hasta mitad de año, en que el nuevo Ministro de Energía – posteriormente Secretario de Gobierno de Energía – promovió esquemas de cierta flexibilización en la contratación de gas natural en forma directa por generadores termoeléctricos, reduciendo el precio de referencia de gas natural que sería reconocido en los pagos de energía eléctrica que fuera aportada por los mismos.

Adicionalmente se organizaron esquemas licitatorios por CAMMESA para adquirir gas natural en un contexto de sobreoferta de gas natural, que redujo los precios medios y permitió reducir el déficit de esta entidad.

No obstante, con el cambio de administración en diciembre 2019 a través de la Resolución 12/19 se derogó la Resolución 70/18 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda que permitía a los generadores manejar su propio abastecimiento de combustible.

El gobierno indica que este cambio implicaría un ahorro en los subsidios aportados por el Tesoro Nacional asumiendo que la centralización de las compras de gas natural permitirá la obtención de un precio menor.

La disponibilidad de unidades de generación actual es respaldada por el ingreso de numerosas unidades nuevas contratadas bajo contratos de largo plazo, tanto térmicas y nucleares, como especialmente unidades renovables en 2019 y 2020. Se considera que este proceso inversor en conjunto con el crecimiento moderado de demanda de los últimos tres años establece un adecuado nivel de reserva de generación para abastecer fluidamente la demanda esperada.

A pesar de la fuerte depreciación del peso argentino con pérdida de valor superior a 50%, CAMMESA honró todos sus contratos a largo plazo respetando las condiciones económico-financieras y realizando los pagos al tipo de cambio libre de precios acordados en dólares. Igualmente sucedió para los pagos establecidos por la Resolución 1/2019 a generadores sin contratos. Este hecho de respeto estricto a las condiciones contractuales y pagos de acuerdo a la normativa en vigencia no es un dato menor en un año de tanta complejidad como fue 2019.

La Emergencia Eléctrica que había declarado el Gobierno a inicios de 2016, finalizó el 31 de diciembre de 2017. A pesar de esta finalización, el sector eléctrico aún requiere tareas pendientes para normalizar su funcionamiento, y se requiere proseguir con los incrementos de precios mayoristas para dotar de sustentabilidad económica sin subsidios al sector.

Las restricciones de financiamiento internacional para la Argentina demorarán el ingreso de nuevas inversiones en unidades de generación eléctrica al mismo ritmo en que se comprometieron inversiones en 2016 a 2019, revalorizando el parque existente y los proyectos en proceso de construcción final. La ausencia de mayor oferta hidroeléctrica en los próximos 5 años brinda una perspectiva favorable respecto al despacho de unidades termoeléctricas mitigada por ingreso de nuevas unidades de generación de fuentes renovables, en un contexto de posible recuperación moderada de demanda de energía eléctrica hacia el 2020 al retomarse el crecimiento de la economía que ha sido impactada en 2018 y 2019.

La irrupción de plantas de energía renovable plantea un desafío para el sistema dada la interrumpibilidad natural de las mismas. El respaldo de unidades termoeléctricas aparece como imprescindible para respaldar a estas unidades.

En febrero de este año, la actual Secretaria de Energía de la Nación publicó la Resolución 31/2020 que deroga la Resolución 1/19 emitida por el anterior gobierno. Esta nueva resolución modifica las condiciones de remuneración a los generadores que se encuentran sin contratos. Los precios por capacidad y generación se pesifican con una reducción del precio anterior y se realizarán actualizaciones mensuales sujetas a los cambios en el IPC y el IPIM. Este cambio representaría un ahorro para el Estado dentro del costo energético vía subsidios.

Tras años de deterioro en las diferentes variables del Sector Energético, la realidad y las perspectivas son auspiciosas tras los fuertes desafíos de 2018 y 2019, y a pesar de las restricciones financieras existentes, a la espera aun de las políticas del Gobierno que finalicen la normalización del sector eléctrico para mantener la operatividad y salud financiera del sector de generación.

5.2 Perspectivas de la Sociedad para el ejercicio 2020

Energía Eléctrica

La dirección de la Sociedad espera para el año 2020 continuar operando y manteniendo correctamente las distintas unidades de generación con el objeto de mantener su disponibilidad en niveles elevados. En cuanto al despacho, el ingreso al Sistema Eléctrico de máquinas del grupo más eficientes implicaría conseguir un mayor despacho de éstas y en consecuencia, aumentar la generación de energía eléctrica, con combustible provisto por CAMMESA y en algunos casos ya con combustible propio.

Situación Financiera

Durante el presente ejercicio la Sociedad tiene como objetivo asegurar el financiamiento para el avance de las obras de inversión descriptas de acuerdo a los cronogramas presupuestados. Mientras tanto, se continuará optimizando la estructura de financiamiento asegurando un desendeudamiento gradual de la compañía.

6. DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS

En cumplimiento de las disposiciones legales vigentes, el Directorio de la Sociedad manifiesta que el resultado del ejercicio arroja una ganancia que asciende a la suma de \$646.187.502. Las utilidades acumuladas al 31 de diciembre de 2019 ascienden a \$ 127.289.572 y la Reserva Facultativa a \$ 603.150.717. La Asamblea General de Accionistas deliberará y decidirá finalmente el destino de las utilidades detalladas anteriormente.

7. AGRADECIMIENTOS

Resulta importante para el Directorio manifestar su agradecimiento a todos los empleados de la Sociedad por la labor realizada durante el ejercicio que ha resultado fundamental para los logros técnicos y económicos obtenidos. Asimismo, reconoce expresamente la contribución de clientes y proveedores así como de las entidades bancarias y demás colaboradores que han trabajado para una mejor gestión de la compañía durante el ejercicio.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2020.

EL DIRECTORIO

Albanesi S.A.

Composición del Directorio y Comisión Fiscalizadora al 31 de diciembre de 2019

Presidente

Armando Losón (h)

Vicepresidente 1º

Guillermo G. Brun

Vicepresidente 2º

Julián P. Sarti

Directores Titulares

Carlos A. Bauzas

Sebastián A. Sánchez Ramos

Oscar C. De Luise

Directores Suplentes

José L. Sarti

Juan G. Daly

Ricardo M. Lopez

Romina S. Kelleyian

Síndicos Titulares

Enrique O. Rucq

Francisco A. Landó

Marcelo P. Lerner

Síndicos Suplentes

Carlos I. Vela

Juan Cruz Nocciolino

Marcelo C. Barattieri

Albanesi S.A.

Estados Financieros Consolidados

Razón Social: Albanesi S.A.

Domicilio legal: Av. L.N. Alem 855, Piso 14 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Actividad principal: Inversora y financiera

C.U.I.T. 30-68250412-5

Fechas de inscripción en el Registro Público de Comercio:

Del estatuto o contrato social: 28 de junio de 1994
De la última modificación: 23 de febrero de 2018

Número de Registro en la Inspección General de Justicia: 6.216 del libro 115, tomo A de SA

Fecha de vencimiento del estatuto o contrato social: 28 de junio de 2093

COMPOSICIÓN DEL CAPITAL (Ver Nota 14)			
Acciones			
Cantidad	Tipo	Nº de votos que otorga cada una	Suscripto, integrado e inscripto
64.451.745	Ordinarias nominativas no endosables VN \$ 1	1	\$
			64.451.745

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Estado de Situación Financiera Consolidado

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018

Expresados en pesos

	Notas	31.12.19	31.12.18
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, planta y equipo	7	51.348.463.503	47.098.732.054
Inversiones en asociadas	8	243.021.429	387.612.546
Inversiones en otras sociedades		129.863	199.768
Activo por impuesto diferido	23	190.186	117.434.131
Saldo a favor impuesto a las ganancias		1.921.448	2.351.907
Otros créditos	11	255.231.007	173.816.039
Créditos por ventas	12	-	225.561.717
Total activo no corriente		51.848.957.436	48.005.708.162
ACTIVO CORRIENTE			
Inventarios	9	248.121.145	201.798.357
Saldo a favor del impuesto a las ganancias, neto		2.637.064	603.903
Activos disponibles para la venta	10	-	2.379.470.603
Otros créditos	11	3.054.438.326	1.562.121.041
Créditos por ventas	12	4.679.611.245	2.897.187.632
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		-	472.025.496
Efectivo y equivalentes de efectivo	13	1.704.681.676	844.807.968
Total de activo corriente		9.689.489.456	8.358.015.000
Total de activo		61.538.446.892	56.363.723.162

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 196 F° 169

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Estado de Situación Financiera Consolidado (Cont.)

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018

Expresados en pesos

	Notas	31.12.19	31.12.18
PATRIMONIO			
Capital social	14	64.451.745	64.451.745
Ajuste de capital		235.598.680	235.598.680
Reserva legal		32.651.836	32.651.836
Reserva facultativa		603.150.717	1.090.335.897
Reserva especial RG 777/18		3.742.263.129	3.907.836.586
Reserva por revalúo técnico		3.532.641.050	5.653.270.670
Otros resultados integrales		(19.044.371)	(13.554.554)
Resultados no asignados		127.289.572	(875.556.713)
Patrimonio atribuible a los propietarios		8.319.002.358	10.095.034.147
Participación no controladora		881.091.503	964.119.796
Total del patrimonio neto		9.200.093.861	11.059.153.943
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Provisiones	20	-	6.898.800
Pasivos por impuesto diferido	23	7.540.697.515	3.957.112.327
Otras deudas	17	1.930.096	1.785.382
Plan de beneficios definidos	24	42.337.837	35.882.643
Préstamos	18	31.570.185.395	28.555.603.466
Deudas comerciales	16	1.466.099.378	1.793.046.386
Total del pasivo no corriente		40.621.250.221	34.350.329.004
PASIVO CORRIENTE			
Otras deudas	17	661.995	48.058.619
Deudas sociales	21	108.241.255	102.644.589
Plan de beneficios definidos	24	10.518.317	9.888.894
Préstamos	18	5.234.485.580	6.160.486.375
Impuesto a las ganancias, neto		-	51.225.044
Deudas fiscales	22	259.908.999	27.909.856
Deudas comerciales	16	6.103.286.664	4.554.026.838
Total del pasivo corriente		11.717.102.810	10.954.240.215
Total del pasivo		52.338.353.031	45.304.569.219
Total del pasivo y patrimonio		61.538.446.892	56.363.723.162

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha

10 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 196 F° 169

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Estado de Resultados Integral Consolidado

Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018

Expresados en pesos

	<u>Notas</u>	<u>31.12.19</u>	<u>31.12.18</u>
Ingresos por ventas	26	14.199.467.334	12.737.207.531
Costo de ventas	27	(5.742.072.790)	(6.200.964.417)
Resultado bruto		8.457.394.544	6.536.243.114
Gastos de comercialización	28	(89.570.268)	(70.469.714)
Gastos de administración	29	(568.708.758)	(509.677.053)
Resultado por participación en asociadas	8	(144.591.117)	(447.927.011)
Otros ingresos operativos	30	10.781.392	391.692.262
Otros egresos operativos	31	-	(544.630.525)
Resultado operativo		7.665.305.793	5.355.231.073
Ingresos financieros	32	278.506.041	167.301.466
Gastos financieros	32	(3.992.729.123)	(3.415.217.129)
Otros resultados financieros	32	1.081.076.649	(6.512.214.368)
Resultados financieros, neto		(2.633.146.433)	(9.760.130.031)
Resultado antes de impuestos		5.032.159.360	(4.404.898.958)
Impuesto a las ganancias	23	(4.385.971.858)	717.465.342
Ganancia / (Pérdida) del ejercicio		646.187.502	(3.687.433.616)
Otro Resultado Integral			
Revaluación de propiedades, planta y equipos	7	(2.671.089.664)	8.169.339.758
Plan de pensiones	24	(8.160.843)	(1.493.216)
Efecto en el impuesto a las ganancias	23	669.812.624	(2.041.961.641)
Otro resultado integral del ejercicio		(2.009.437.883)	6.125.884.901
(Pérdida) / Ganancia integral del ejercicio		(1.363.250.381)	2.438.451.285
	<u>Nota</u>	<u>31.12.19</u>	<u>31.12.18</u>
Ganancia / (Pérdida) del ejercicio atribuible a:			
Los propietarios de la Sociedad		607.739.083	(3.290.962.036)
Participación no controladora		38.448.419	(396.471.580)
(Pérdida) / Ganancia integral del ejercicio atribuible a:			
Los propietarios de la Sociedad		(1.288.846.609)	2.361.198.689
Participación no controladora		(74.403.772)	77.252.596
Ganancia / (Pérdida) por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad			
Ganancia / (Pérdida) por acción básica y diluida	33	9,43	(51,06)

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 196 Fº 169

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 Expresados en pesos

	Aporte de los propietarios		Resultados acumulados						Participación no controladora	Total patrimonio
	Capital Social (Nota 14)	Ajuste de capital	Reserva legal	Reserva facultativa	Reservas especiales RG 777/18	Reserva por revalúo técnico	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	Total	
Saldos al 31 de diciembre de 2017	62.455.160	226.686.585	12.418.935	286.308.945	3.907.836.586	-	(12.444.609)	1.724.334.768	6.207.596.370	6.532.228.320
Incorporación fusión por absorción a partir del 1º de enero de 2018	1.996.585	8.912.095	906.953	22.182.943	-	-	-	1.492.240.512	1.526.239.088	2.090.676.972
Según lo dispuesto por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 19 de abril de 2018:										
- Reserva legal	-	-	19.325.948	-	-	-	-	(19.325.948)	-	-
- Reserva facultativa	-	-	-	781.844.009	-	-	-	(781.844.009)	-	-
Dividendos atribuibles al interés no controlante	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.202.634)	(2.202.634)
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	5.653.270.670	(1.109.945)	-	473.724.176	6.125.884.901
Pérdida del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	(3.290.962.036)	(396.471.580)	(3.687.433.616)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	64.451.745	235.598.680	32.651.836	1.090.335.897	3.907.836.586	5.653.270.670	(13.554.554)	(875.556.713)	10.095.034.147	11.059.153.943
Según lo dispuesto por la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas del 7 de marzo de 2019:										
- Reserva facultativa	-	-	-	(487.185.180)	-	-	-	487.185.180	-	-
- Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(487.185.180)	-	(487.185.180)
Dividendos atribuibles al interés no controlante	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.624.521)	(8.624.521)
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(1.891.095.875)	(5.489.817)	-	(112.852.191)	(2.009.437.883)
Desafectación de reserva por revalúo técnico	-	-	-	-	(165.573.457)	(229.533.745)	-	395.107.202	-	-
Canjía del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	607.739.083	38.448.419	646.187.502
Saldos al 31 de diciembre de 2019	64.451.745	235.598.680	32.651.836	603.150.717	3.742.263.129	3.532.641.050	(19.044.371)	127.289.572	8.319.002.358	9.200.093.861

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner por Comisión Fiscalizadora	(Socio) C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17 Dr. Raul Leonardo Viglione Contador Público (UCA) C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 196 Fº 169	Armando Losón (h) Presidente
---	--	---------------------------------

Albanesi S.A.

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 Expresados en pesos

	Notas	31.12.19	31.12.18
Flujo de efectivo de las actividades operativas:			
Ganancia / (Pérdida) del ejercicio		646.187.502	(3.687.433.616)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo provenientes de las actividades operativas:			
Impuesto a las ganancias		4.385.971.858	(717.465.342)
Resultados de inversiones en asociadas	8	144.591.117	447.927.011
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	7 y 27	2.319.911.740	2.078.823.553
Valor actual de créditos y deudas		57.876.650	76.010.115
Disminución de provisiones	20	(5.829.605)	(4.492.595)
Desvalorización / recupero de activos	32	47.333.303	(3.230.230.123)
Resultados por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	32	92.765.480	(1.271.519.314)
Intereses y diferencias de cambio y otros		18.081.348.409	27.157.931.066
RECPAM	32	(15.983.546.694)	(12.112.014.323)
Condonación de deuda	30	-	(385.058.122)
Devengamiento de planes de beneficios	24 y 27	6.845.684	28.845.337
Cambios en activos y pasivos operativos:			
(Aumento) de créditos por ventas		(1.165.375.143)	(83.799.801)
(Aumento) / Disminución de otros créditos (1)		(1.983.271.307)	97.442.621
(Aumento) de inventarios		(116.940.487)	(68.774.155)
(Disminución) de deudas comerciales		(667.035.923)	(6.453.219.135)
(Disminución) de planes de beneficios definidos		(2.601.387)	(2.683.565)
(Disminución) de otras deudas		(81.164.754)	(369.241.628)
Aumento / (Disminución) de deudas sociales y cargas fiscales		132.879.128	(22.262.458)
Pago del impuesto a las ganancias		(14.824.725)	(30.983.310)
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas		5.895.120.846	1.447.802.216
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Efectivo incorporado por fusión		-	220.957.937
Cobro de dividendos		-	13.239.489
Pagos por compras de propiedades, plantas y equipos	7	(2.788.809.277)	(3.804.010.432)
Pagos por adquisición de activos destinados a la venta		-	(1.469.391.544)
Suscripción de fondos comunes de inversión		(67.053.240)	-
Rescates de fondos comunes de inversión		-	48.238.765
Préstamos otorgados	34	(43.393.500)	(69.743.607)
Flujo de efectivo (aplicado a) las actividades de inversión		(2.899.256.017)	(5.060.709.392)
Flujo de efectivo de las actividades de financiación:			
Cobros de instrumentos financieros		278.118.739	1.092.668.366
Pago de préstamos	18	(5.251.622.342)	(9.763.549.713)
Pago de intereses	18	(3.512.817.211)	(3.095.007.091)
Toma de préstamos	18	6.472.214.456	15.891.135.374
Flujo de efectivo (aplicado a) / generado por las actividades de financiación		(2.014.106.358)	4.125.246.936
AUMENTO DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO		981.758.471	512.339.760
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio		844.807.968	223.257.600
RECPAM		(295.633.700)	(72.045.287)
Resultados financieros del efectivo y equivalentes de efectivo		173.748.937	181.255.895
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	13	1.704.681.676	844.807.968
		981.758.471	512.339.760

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros consolidados.

(1) Incluye anticipos a proveedores por la compra de propiedades, planta y equipo por \$2.460.114.100 y \$338.490.381 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 196 F° 169

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Estado de Flujos de Efectivo Consolidado (Cont.)

Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018

Expresados en pesos

Transacciones significativas que no representan variaciones de efectivo:

	Notas	31.12.19	31.12.18
Transferencias a propiedad, planta y equipos de activos destinados a la venta	7	(1.716.293.601)	(87.594.628)
Adquisición de propiedad, planta y equipo financiada por proveedores	7	(1.765.890.695)	-
Anticipo a proveedores aplicados a la adquisición de propiedades, planta y equipo	7	-	(39.505.401)
Disminución / (Aumento) revaluación de propiedades, planta y equipos neta		2.003.317.248	(6.127.004.813)
Plan de pensiones neto		6.120.635	1.119.912
Adquisición activos destinados a la venta financiada por proveedores		-	(148.231.792)
Costos financieros activados en propiedad, planta y equipo	7	(2.845.799.672)	(1.406.234.674)
Emisión de ON con integración en especie	18	3.229.308.904	-
Compensación de Honorarios directores con Otros créditos	34	(57.710.006)	(50.134.685)
Dividendos asignados al interés no controlante compensados		8.624.521	2.202.634

Incorporación de saldos por fusión

Activos			
Propiedades, planta y equipo		-	4.123.262.088
Activo por impuesto diferido		-	1.790.129
Otros créditos		-	434.392.138
Inventarios		-	31.263.013
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		-	45.652.657
Saldo a favor impuesto a las ganancias, neto		-	1.688.611
Créditos por ventas		-	492.271.661
Total activos		-	5.130.320.297
Pasivos			
Pasivo neto por impuesto diferido		-	(298.528.338)
Préstamos		-	(3.624.299.532)
Otras deudas		-	(8.175.534)
Deudas fiscales		-	(10.232.725)
Deudas sociales		-	(3.002.687)
Deudas comerciales		-	(428.480.015)
Total pasivos		-	(4.372.718.831)
Patrimonio Atribuible a los Propietarios		-	(654.784.587)
Participación no controlante		-	(255.981.384)
Efectivo incorporado por fusión		-	(153.164.505)

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 196 F° 169

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018

Expresadas en pesos

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL

La Sociedad fue constituida en el año 1994 como sociedad inversora y financiera. A través de sus sociedades controladas y relacionadas, ASA ha invertido en el mercado energético, en el segmento de generación y comercialización de energía eléctrica.

El Grupo Albanesi a través de ASA y su sociedad vinculada AESA se dedican a la generación y comercialización de energía eléctrica, en tanto que, a través de RGA, se ha focalizado en el negocio de comercialización y transporte de gas.

La estrategia principal del Grupo Albanesi de los últimos años ha sido buscar una integración vertical, aprovechando su vasta experiencia y reputación en el mercado de comercialización de gas natural obtenida a través de RGA, para luego sumar el negocio de generación de energía eléctrica. De esta forma se busca capitalizar el valor agregado desde la compra a grandes productores de gas en todas las cuencas del país hasta su transformación y comercialización como energía eléctrica.

Se detalla a continuación la participación de ASA en cada sociedad.

Sociedades	País de constitución	Actividad principal	% de participación	
			31.12.19	31.12.18
CTR	Argentina	Generación de energía eléctrica	75%	75%
GECEEN	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GLSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GROSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
Solalban Energía S.A.	Argentina	Generación de energía eléctrica	42%	42%

El Grupo Albanesi posee a la fecha de firma de los presentes estados financieros consolidados una capacidad instalada total de 1.520 MW, lo que representa el 6,1% de la capacidad térmica instalada total en Argentina, ampliándose con 283 MW adicionales contando todos los nuevos proyectos adjudicados actualmente en obra.

Centrales	Sociedad	Capacidad nominal instalada	Resolución	Ubicación
Central Térmica Modesto Maranzana (CTMM)	GMSA	350 MW	S.E. 220/07, 1281/06 Plus y SRRyME 01/2019	Río Cuarto, Córdoba
Central Térmica Independencia (CTI)	GMSA	220 MW	S.E. 220/07, 1281/06 Plus, SEE 21/16 y SRRyME 01/2019	San Miguel de Tucumán, Tucumán
Central Térmica Frías (CTF)	GMSA	60 MW	S.E. 220/07 y SRRyME 01/2019	Frías, Santiago del Estero
Central Térmica Riojana (CTRi)	GMSA	90 MW	S.E. 220/07 y SRRyME 01/2019	La Rioja, La Rioja
Central Térmica La Banda (CTLB)	GMSA	30 MW	SRRyME 01/2019	La Banda, Santiago del Estero
Central Térmica Ezeiza (CTE)	GMSA	150 MW	SEE 21/16	Ezeiza, Buenos Aires
Central Térmica Roca (CTR)	CTR	190 MW	S.E. 220/07 y SRRyME 01/2019	Gral Roca, Río Negro
Central Térmica Sorrento	GROSA	140 MW	SRRyME 01/2019	Rosario, Santa Fé
Solalban Energía S.A.		120 MW	1281/06 Plus	Bahía Blanca, Buenos Aires
Capacidad nominal instalada total (Participación ASA)		1.350 MW		
Central Térmica Cogeneración Timbúes	AESA	170 MW	SEE 21/16	Timbúes, Santa Fé
Total capacidad nominal instalada total Grupo Albanesi		1.520 MW		

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

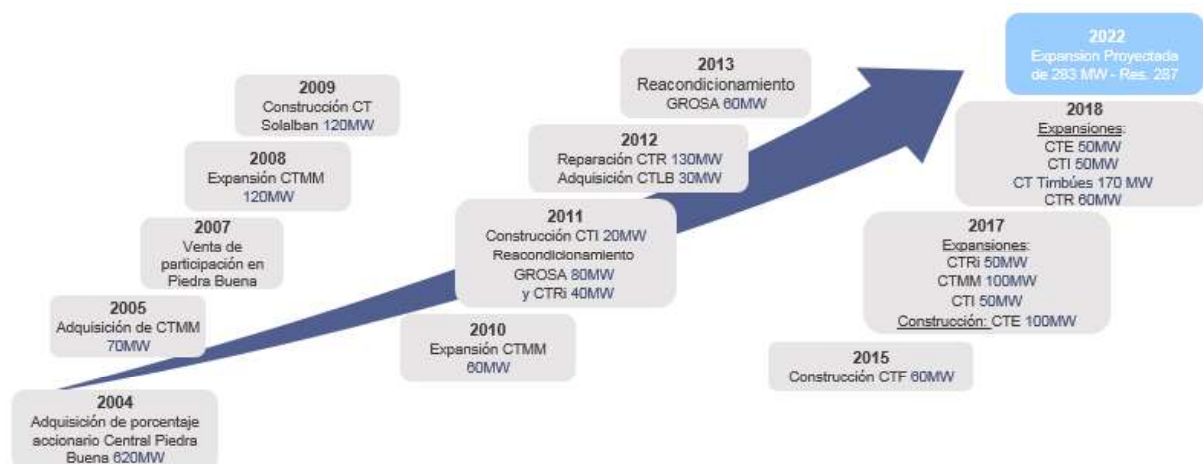
Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

El Grupo Albanesi se insertó en el mercado energético en 2004 con la adquisición de la central térmica Luis Piedra Buena S.A. De esta forma el desarrollo del mercado eléctrico pasó a formar parte de uno de los objetivos principales del Grupo.



Mediante la Resolución SEE 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar nueva generación térmica de tecnología de cierre de ciclo combinado y cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. GMSA participó en aquella convocatoria y fue adjudicada con dos proyectos de cierre de ciclo combinado a través de la Resolución SEE 926 – E/2017.

Uno de ellos es el cierre de ciclo combinado de las unidades TG06 y TG07 de la CTMM, ubicada en la localidad de Río Cuarto. El proyecto consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT800 de 50 MW de potencia (47,5 MW de potencia garantizada) y la conversión a ciclo combinado de las tres turbinas de gas (configuración 3x1). Para la realización de dicha conversión se instalará, a la salida de gases de las turbinas de gas, una caldera de recuperación que producirá vapor en dos presiones para alimentar una turbina de vapor, SST-600 que entregará 65 MW adicionales a la red, como así también la infraestructura necesaria para la operación y mantenimiento del mismo. El proyecto de cierre de ciclo combinado de CTMM permitirá aportar 112,5 MW adicionales al SADI. La incorporación de la nueva turbina de gas agregará una demanda adicional de combustible al sistema. La incorporación de la máquina turbo vapor, aportará 65 MW, sin consumo adicional de combustible, alcanzando el ciclo completo un consumo específico de 1.590 Kcal/KWh en el cierre de ciclo combinado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Otro de los proyectos adjudicados fue el cierre de ciclo combinado de las unidades TG01, TG02 y TG03 de CTE, ubicada en la provincia de Buenos Aires. El proyecto objeto de esta oferta consiste en: i) la instalación de una cuarta turbina de gas Siemens SGT-800, de 50 MW y ii) la conversión a ciclo combinado de las cuatro turbinas de gas. Para la realización de la conversión a ciclo combinado se instalará luego de la salida de gases de cada una de las turbinas de gas, una caldera de recuperación que producirá vapor en dos presiones para alimentar dos turbinas de vapor (configuración 2x1) que entregarán 44 MW cada una a la red. El proyecto de cierre de ciclo combinado de la CTE permitirá entonces aportar 138 MW adicionales al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Si bien la nueva TG generará un consumo adicional de combustible, la incorporación de dos turbinas de vapor significará la incorporación de 88 MW adicionales sin consumo adicional de combustible, alcanzando ambos ciclos completos un consumo específico de 1.590 Kcal/KWh.

Con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos.

El 2 de octubre de 2019 la Sociedad ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución a fin de manifestar formalmente una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC) bajo los contratos de demanda mayorista celebrados de conformidad con la Resolución SEE 287/2017 correspondientes, respectivamente, a CTE y a CTMM.

A tales efectos, la Sociedad ha manifestado como NFHCC el 6 de diciembre de 2022 para ambos contratos.

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco

A través de la Resolución SE 287/2017 la Secretaría de Energía solicitó ofertas para la instalación de proyectos de generación mediante el cierre de ciclos abiertos y cogeneración. En ese marco GECEN presentó un proyecto de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe por 100 MW de potencia.

Por medio de la Resolución SE 820/2017, la Secretaría de Energía adjudicó la instalación de tres proyectos, entre ellos el ofertado por GECEN. Los proyectos seleccionados cumplen el criterio de instalar generación eficiente y/o mejorar la eficiencia de las unidades térmicas del parque generador actual. Esto significa un beneficio económico para el sistema eléctrico en todos los escenarios.

El Proyecto consiste en la instalación de dos turbinas de gas Siemens modelo SGT800 de 50 MW cada una de capacidad nominal y dos calderas de recuperación del calor que, mediante el uso de los gases de escape de la turbina, generarán vapor. De este modo la Sociedad generará (i) energía eléctrica, que será comercializada bajo un contrato suscripto con CAMMESA en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE N° 287/2017 y adjudicado por Resolución SEE N° 820/2017, con una duración de 15 años, y (ii) vapor, que será suministrado a LDC Argentina S.A. para su planta ubicada en Arroyo Seco mediante un acuerdo de generación tanto de vapor como de energía eléctrica, también a 15 años, prorrogable.

Con fecha 9 de agosto de 2017, se firmó el acuerdo de compra de las turbinas con el proveedor Siemens por un monto total de SEK 270.216.600 millones. El mismo contempla la compra de dos turbinas de gas Siemens Industrial Turbomachinery AB modelo SGT800 incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de las mismas.

Con fecha 12 de enero de 2018, se firmó un acuerdo por la provisión de dos calderas de recuperación de vapor con el proveedor Vogt Power International Inc. por un monto total de USD 14.548.000.

A su vez, con fecha 26 de marzo de 2018, se firmó el acuerdo de compra de una turbina de vapor con el proveedor Siemens Ltda. por un monto total de USD 5.370.500. El mismo contempla la compra de una turbina de vapor modelo SST-300, incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de la misma.

El contrato de Demanda Mayorista entre GECEN y CAMMESA fue firmado el 28 de noviembre de 2017.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco (Cont.)

Con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos, la fecha prevista de habilitación comercial declarada por GECEN es el 11 de julio de 2022.

Con fecha 5 de noviembre de 2019, se estableció por acta de directorio, en virtud de la NFHCC mencionada en el punto anterior, dejar sin efecto el proceso de venta de sus activos y en consecuencia considerar realizar todos los esfuerzos necesarios para buscar la financiación para llevar a cabo el proyecto de Cogeneración de energía térmica Arroyo Seco. Dicha situación, y considerando más aun en el contexto económico en el que opera la sociedad, descripto en nota 45, podría generar una duda sustancial sobre la capacidad de la entidad para continuar como empresa en funcionamiento en el caso de no poder obtener la financiación necesaria para finalizar el proyecto.

Designación de GECEN como Subsidiaria No Restringsida

Con fecha 27 de agosto de 2018, el directorio de ASA, sociedad controlante de GECEN, la ha designado como Subsidiaria No Restringsida en los términos del Indenture en el marco del Bono Internacional.

Es importante destacar que GECEN es una Subsidiaria No Restringsida de ASA bajo los términos del bono internacional, lo que significa que sus acreedores no tienen recurso contra ASA ni sus subsidiarias.

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los ingresos del Grupo vinculados a la actividad de generación eléctrica provienen de ventas a los Grandes Usuarios en el Mercado a Término, por su Demanda de Energía Excedente (Resolución SE 1281/06), por las ventas a CAMMESA bajo la Resolución SE 220/07, por ventas bajo la Resolución SE 21/16 y Resolución SRRyME 01/19. Asimismo, el excedente de energía generado bajo las modalidades descriptas en las Resoluciones SE 1281/06 y 220/07 son vendidas al Mercado Spot conforme a la normativa vigente en el MEM administrado por CAMMESA.

a) Normativa Energía Plus Resolución 1281/06

En la misma se establece que la energía existente comercializada en el mercado Spot tiene las siguientes prioridades:

- (1) Demandas inferiores a los 300 KW;
- (2) Demandas superiores a los 300 KW con contratos; y
- (3) Demandas superiores a los 300 KW sin contratos.

Asimismo, establece ciertas restricciones a la comercialización de energía eléctrica e implementa el servicio de “Energía Plus” que consiste en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de los agentes generadores. Los mismos deben cumplir los siguientes requisitos: (i) deberán ser agentes del MEM cuyas unidades generadoras hayan sido habilitadas comercialmente con posterioridad al 5 de septiembre de 2006 y (ii) contar con contratos de abastecimiento y transporte de combustible.

La normativa establece que:

- Los Grandes Usuarios con demandas superiores a los 300 KW (“GU300”) serán solamente autorizados a contratar su demanda de energía en el mercado a término por el consumo eléctrico efectuado durante el año 2005 (“Demanda Base”) con los agentes generadores existentes a ese momento en el MEM.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

a) Normativa Energía Plus Resolución 1281/06 (Cont.)

- La energía consumida por GU300 por encima de su Demanda Base debe ser contratada con nueva generación (Energía Plus) a un precio negociado entre las partes. La misma no podrá superar el 50% de su demanda real.
- Los Nuevos Agentes que ingresen al sistema deberán contratar el 50% de su demanda total bajo el servicio de Energía Plus, en las mismas condiciones descriptas anteriormente.

Cabe mencionar que, a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, se encuentra contratada prácticamente la totalidad de la potencia nominal disponible de 135MW. La duración de los contratos celebrados abarca de 1 a 2 años.

b) Contrato de Abastecimiento MEM (Resolución 220/07)

En enero de 2007 la SE emitió la Resolución N° 220, habilitando la realización de Contratos de Abastecimiento entre CAMMESA y los agentes generadores que deseen instalar nueva capacidad de generación y su energía asociada. En este sentido, la celebración de Contratos de Abastecimiento fue prevista como otro modo de generar incentivos para el desarrollo de proyectos energéticos adicionales.

Dichos Contratos de Abastecimiento fueron firmados entre agentes generadores y CAMMESA por un plazo de vigencia de 10 años o un plazo inferior que se establezca excepcionalmente. La contraprestación por la disponibilidad de generación y energía eléctrica asociada fue establecida en cada contrato de acuerdo a los costos aceptados por la SE. Adicionalmente, los contratos establecen que las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los Contratos de Abastecimiento generarán energía en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.

Las ventas bajo esta modalidad están nominadas en dólares y son pagadas por CAMMESA con cláusula take or pay y el excedente generado es vendido al Mercado Spot conforme a la normativa vigente en el MEM administrado por CAMMESA.

GMSA celebró con CAMMESA distintos acuerdos de abastecimiento al MEM: por CTMM acordó una potencia de 45 MW por la TG5 y una duración de 10 años a contar a partir de octubre de 2010, y 89,9 MW por la TG 6 y 7 y una duración de 10 años a contar a partir de julio de 2017, por CTI acordó una potencia de 100 MW y una duración de 10 años a contar a partir de noviembre de 2011, por CTF acordó una potencia de 55,5 MW y una duración de 10 años a contar a partir de diciembre de 2015, y por CTRi acordó una potencia de 42 MW y una duración de 10 años a contar a partir de mayo de 2017.

CTR celebró con CAMMESA un acuerdo de abastecimiento al MEM por una potencia de 116,7 MW y una duración de 10 años a partir de junio de 2012. Asimismo, el 14 de octubre de 2015 se firmó con CAMMESA un nuevo Contrato de Abastecimiento al MEM por una potencia de 53,59 MW y una duración de 10 años a partir de la habilitación comercial de la turbina comprometida. Este último contrato está respaldado a partir de la conversión de la turbina de gas a ciclo combinado. El contrato de la TV01 comenzó el pasado 4 de agosto de 2018, a partir de la conversión de la turbina de gas actual a ciclo combinado. Para esto se instalaron equipos que, a partir de la recuperación de los gases de escape de la turbina de gas existente, generen una cantidad de vapor tal que, al ser expandidos a través de una turbina de vapor, permitan generar una potencia adicional de hasta 60 MW.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

b) Contrato de Abastecimiento MEM (Resolución 220/07) (Cont.)

Estos acuerdos contemplan una remuneración compuesta por 5 componentes:

- i) cargo fijo por potencia contratada afectada por la disponibilidad media mensual, siendo el precio remunerado:

Centrales térmicas	Cargo fijo por potencia contratada	Potencia contratada
	USD/MW-mes	MW
CTMM TG 5	USD 16.133	45
CTI TG 1 y 2	USD 17.155	100
CTF	USD 19.272	55,5
CTMM TG 6 y 7	USD 15.930	89,9
CTRi TG 24	USD 16.790	42
CTR TG01	USD 12.540	116,7
CTR TV01	USD 31.916	53,59

- ii) cargo fijo que reconoce los costos de transportes más otros costos propios de los agentes generadores;
 iii) cargo variable asociado a la energía efectivamente provista por el contrato y que tiene como objetivo remunerar la operación y mantenimiento de la Central;

Centrales térmicas	Cargo variable en USD/MWh	
	Gas	Gasoil
CTMM TG 5	USD 7,83	USD 8,32
CTI TG 1 y 2	USD 7,52	USD 7,97
CTF	USD 10,83	USD 11,63
CTMM TG 6 y 7	USD 8,00	USD 10,50
CTRi TG 24	USD 11,44	USD 15,34
CTR TG01	USD 10,28	USD 14,18
CTR TV01	USD 5,38	USD 5,38

- iv) carga variable para el repago de los costos de combustibles, todos a precio de referencia; y
 v) descuento por penalidades. Estas últimas se aplican en aquellas horas que no se haya alcanzado el 92% de la potencia comprometida y se valorizan en función del día, el estado operativo de la máquina y la situación del mercado.

c) Ventas bajo Resolución SEE 21/2016

A través de la Resolución SEE N° 21/2016 de fecha 22 de marzo de 2016, se convoca a los agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores interesados a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con el compromiso de estar disponible en el MEM durante los periodos verano de (2016/2017 y 2017/2018) y el período invernal del año 2017.

Véase nuestro informe de fecha
 10 de marzo de 2020
 PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
 por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
 Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

c) Ventas bajo Resolución SEE 21/2016 (Cont.)

A través de la Nota SEE 161/2016, la Secretaría de Energía Eléctrica dio a conocer el pliego de licitación con el que aspiraba a instalar 1.000 MW de potencia termoeléctrica. La potencia a instalar debía surgir de nuevos proyectos de generación. Las ofertas no podían comprometer, en cada punto de conexión propuesto, una capacidad de generación inferior a 40 MW totales y, en su caso, la potencia neta de cada unidad generadora que conforme a la oferta para dicha localización, no podrá ser inferior a los 10 MW. El equipamiento comprometido en las ofertas debía contar con capacidad dual de consumo de combustible para poder operar indistintamente, y el consumo específico no debía superar las 2.500 kilocalorías por kWh.

Finalmente, por Resolución SEE 155/2016 se informaron los primeros proyectos adjudicados por Resolución SEE N° 21/2016 dentro de los cuales se encontraba la CTE y la ampliación de CTI.

Dichos Contratos de Abastecimiento fueron firmados entre agentes generadores y CAMMESA por un plazo de vigencia de 10 años. La contraprestación por la disponibilidad de potencia y energía eléctrica generada fue establecida en cada contrato de acuerdo a las ofertas realizadas por los generadores y adjudicadas por la SE. Las ventas bajo esta modalidad están nominadas en dólares y son pagadas por CAMMESA.

Estos acuerdos contemplan una remuneración compuesta por 5 componentes:

- i) cargo fijo por potencia contratada afectada por la disponibilidad media mensual, siendo el precio remunerado:

Centrales térmicas	Cargo fijo por potencia contratada	Potencia contratada
	USD/MW-mes	MW
CTE TG 2 y 3	USD 21.900	93
CTE TG 1	USD 20.440	46
CTI TG 3	USD 21.900	46
CTI TG 4	USD 20.440	46

- ii) cargo fijo que reconoce los costos de transportes más otros costos propios de los agentes generadores;
iii) cargo variable asociado a la energía efectivamente provista por el contrato y que tiene como objetivo remunerar la operación y mantenimiento de la Central;

Centrales térmicas	Cargo variable en USD/MWh	
	Gas	Gasoil
CTE TG 1, 2 y 3	USD 8,50	USD 10,00
CTI TG 3 y 4	USD 8,50	USD 10,00

- iv) carga variable para el repago de los costos de combustibles, todos a precio de referencia; y
v) descuento por penalidades. Estas últimas se aplican en aquellas horas que no se haya alcanzado el 92% de la potencia comprometida y se valorizan en función del día, el estado operativo de la máquina y la situación del mercado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA (Cont.)

d) Ventas bajo Resolución SRRyME 01/2019

Con fecha 28 de febrero de 2019, se publicó la Resolución de la SRRyME 01/2019, la cual deja sin efecto la Resolución SEE 19/2017. Esta norma establece nuevos mecanismos de remuneración para todos aquellos generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM que no cuenten con Contratos de Demanda Abastecimiento.

La resolución mantiene una remuneración conformada por un pago por potencia mínima o base para generadores sin compromisos de disponibilidad y otro por disponibilidad de potencia garantizada reduciendo los valores previstos en la Resolución SEE 19/2017.

La tabla siguiente muestra Precio Base para remunerar la Potencia según tecnología y escala (PrecBasePot):

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [U\$S/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	3.050
CC chico P ≤ 150MW	3.400
TV grande P >100 MW	4.350
TV chica P ≤ 100MW	5.200
TG grande P >50 MW	3.550
TG chica P ≤ 50MW	4.600
Motores Combustión Interna	5.200

La tabla siguiente muestra el Precio para la Disponibilidad DIGO:

Periodo	PrecPotDIGO [U\$S/MW-mes]
Verano: Diciembre – Enero – Febrero	7.000
Invierno: Junio – Julio – Agosto	7.000
Resto: Marzo – Abril – Mayo – Septiembre – Octubre – Noviembre	5.500

Adicionalmente estos dos precios están afectados por el Factor de Uso que es la relación entre la energía efectivamente generada en cada año móvil y la potencia real disponible de la unidad (sin indisponibilidades forzadas y mantenimientos).

Por la Energía efectivamente Generada para la generación de origen térmico convencional, se reconoce como máximo, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, los costos variables no combustibles de 4 USD/MWh para gas natural y 7 USD/MWh para gas oil o fuel oil. Para una unidad generadora que haya declarado la opción de la gestión propia de combustibles para su generación que al ser requerida no posea el combustible con el cual fue convocada para el despacho, sólo se remunera por la Energía Generada el 50% de los costos variables no combustibles. Finalmente, los generadores reciben una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 1,4 U\$S/MWh para cualquier tipo de combustible.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA (Cont.)

d) Ventas bajo Resolución SRRyME 01/2019 (Cont.)

Finalmente, en su Artículo 8° la SRRyME establece que CAMMESA convertirá los valores nominados en dólares a pesos argentinos, utilizando la Tasa de cambio 'A' 3500 (Mayorista), del día anterior a la fecha de vencimiento de las transacciones económicas.

La Resolución SRRyME 01/ 2019 entró en vigencia a partir del 1° de marzo de 2019.

NOTA 3: BASES DE PRESENTACIÓN

La presentación en el estado de situación financiera distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes. Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera recuperar o cancelar dentro de los doce meses siguientes al cierre del ejercicio sobre el que se informa. Adicionalmente, el Grupo informa los flujos de efectivo de las actividades operativas usando el método indirecto. El año fiscal comienza el 1° de enero y finaliza el 31 de diciembre de cada año. Los resultados económicos y financieros son presentados sobre la base del año fiscal.

La preparación de estos estados financieros consolidados de acuerdo a las NIIF requiere que se realicen estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y de los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 6.

Los presentes estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 10 de marzo de 2020.

Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2018, que se exponen en los estados financieros a efectos comparativos, surgen de los estados financieros a dicha fecha actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2019. Ciertas reclasificaciones han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los estados financieros presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

Información financiera en economías hiperinflacionarias

La NIC N° 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio (o período) sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. Dichos requerimientos también comprenden a la información comparativa de los estados financieros.

A los efectos de concluir sobre si una economía es categorizada como de alta inflación en los términos de la NIC 29, la norma detalla una serie de factores a considerar entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%. Es por esta razón que, de acuerdo con la NIC 29, la economía argentina debió ser considerada como de alta inflación a partir del 1° de julio de 2018.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 3: BASES DE PRESENTACIÓN (Cont.)

Información financiera en economías hiperinflacionarias (Cont.)

A su vez, la Ley N° 27.468 (B.O. 04/12/2018) modificó el artículo 10° de la Ley N° 23.928 y sus modificatorias, estableciendo que la derogación de todas las normas legales o reglamentarias que establecen o autorizan la indexación por precios, actualización monetaria, variación de costos o cualquier otra forma de repotenciación de las deudas, impuestos, precios o tarifas de los bienes, obras o servicios, no comprende a los estados financieros, respecto de los cuales continuará siendo de aplicación lo dispuesto en el artículo 62 in fine de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificatorias. Asimismo, el mencionado cuerpo legal dispuso la derogación del Decreto N° 1269/2002 del 16 de julio de 2002 y sus modificatorios y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional (PEN), a través de sus organismos de contralor, establecer la fecha a partir de la cual surtirán efecto las disposiciones citadas en relación con los estados financieros que les sean presentados. Por lo tanto, mediante su RG 777/2018 (B.O. 28/12/2018), al Comisión Nacional de Valores (CNV) dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deberán aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29. Por lo tanto, los presentes estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 han sido reexpresados.

De acuerdo con la NIC 29, los estados financieros de una entidad que informa en la moneda de una economía de alta inflación deben reportarse en términos de la unidad de medida vigente a la fecha de los estados financieros. Todos los montos del estado de situación financiera que no se indican en términos de la unidad de medida actual a la fecha de los estados financieros deben actualizarse aplicando un índice de precios general. Todos los componentes del estado de resultados deben indicarse en términos de la unidad de medida actualizada a la fecha de los estados financieros, aplicando el cambio en el índice general de precios que se haya producido desde la fecha en que los ingresos y gastos fueron reconocidos originalmente en los estados financieros.

El ajuste por inflación en los saldos iniciales se calculó considerando los índices establecidos por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas (FACPCE) con base en los índices de precios publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

Los principales procedimientos para el ajuste por inflación mencionado anteriormente son los siguientes:

- Los activos y pasivos monetarios que se contabilizan a moneda de cierre del balance no son reexpresados porque ya están expresados en términos de la unidad monetaria actual a la fecha de los estados financieros;
- Activos y pasivos no monetarios que se contabilizan a costo a la fecha del balance, y los componentes del patrimonio, se reexpresan aplicando los coeficientes de ajuste correspondientes;
- Todos los elementos en el estado de resultados se actualizan aplicando los factores de conversión relevantes;
- El efecto de la inflación en la posición monetaria neta del Grupo se incluye en el estado de resultados, en el rubro Resultados financieros, en la línea RECPAM; y
- Las cifras comparativas se han ajustado por inflación siguiendo el mismo procedimiento explicado en los puntos precedentes.

En la aplicación inicial del ajuste por inflación, las cuentas del patrimonio fueron reexpresadas de la siguiente manera:

- El capital fue reexpresado desde la fecha de suscripción o desde la fecha del último ajuste por inflación contable, lo que haya sucedido después. El monto resultante fue incorporado en la cuenta "Ajuste de capital";
- Los otros resultados integrales fueron reexpresados desde cada fecha de imputación contable; y
- Las otras reservas de resultados no fueron reexpresadas en la aplicación inicial.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 3: BASES DE PRESENTACIÓN (Cont.)

Ajuste por inflación impositivo

A los fines de determinar la ganancia neta imponible, se deberá deducir o incorporar al resultado impositivo del ejercicio que se liquida, el ajuste por inflación determinado de acuerdo con los artículos 95 a 98 de la ley del impuesto a las ganancias. Esto será aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (“IPC”) acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, superior al 100%. Estas disposiciones tienen vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2018. Respecto del primero, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, será aplicable en caso de que la variación del índice, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios, supere el 55%, 30% y 15% para el primero, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente. El ajuste por inflación correspondiente al ejercicio que se liquide incidirá como un ajuste positivo o negativo, según corresponda, y deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los dos ejercicios fiscales inmediatos siguientes.

La sociedad ha estimado que al 31 de diciembre de 2019 la variación del IPC superará el índice establecido en el párrafo anterior, por lo cual, para determinar la ganancia imponible correspondiente al presente ejercicio, se incluyó dicho ajuste.

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES

Las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes estados financieros consolidados se explicitan a continuación.

4.1 Cambios en las políticas contables

4.1.1 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB que son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2019 y han sido adoptadas por el Grupo

El Grupo ha aplicado las siguientes normas y/o modificaciones por primera vez a partir del 1 de enero de 2019:

- NIIF 16 “Arrendamientos” (emitida en el mes de enero de 2016)
- CINIIF 23 “Posiciones impositivas inciertas de Impuesto a las ganancias” (emitida en junio 2017)
- NIIF 9 “Instrumentos financieros” (guía de aplicación modificada en octubre de 2017)
- NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos” (modificada en octubre de 2017)
- Mejoras anuales a las NIIF – Ciclo 2015-2017 (emitidas en diciembre de 2017)
- NIC 19 “Beneficios a los empleados” (modificada en febrero de 2018)

A continuación, se detalla el impacto de la aplicación inicial de NIIF 16 en los resultados de las operaciones y la situación financiera del Grupo a partir del 1 de enero de 2019.

La aplicación del resto de las normas, modificaciones o interpretaciones no generó ningún impacto en los resultados de las operaciones o la situación financiera del Grupo.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.1 Cambios en las políticas contables (Cont.)

4.1.1 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB que son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2019 y han sido adoptadas por el Grupo (Cont.)

Impactos de adopción de NIIF 16

El Grupo optó por aplicar NIIF 16 de forma retroactiva simplificada, en relación a los contratos de arrendamiento identificados como tales bajo NIC 17, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación como ajuste al saldo de apertura de ganancias acumuladas a partir del 1 de enero de 2019, sin reexpresar la información comparativa.

Hasta el 31 de diciembre de 2018, el Grupo sólo capitalizaba aquellos arrendamientos clasificados como financieros bajo NIC 17, es decir, aquellos en los que el Grupo obtenía la transferencia sustancial de todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo arrendado. Al comienzo del arrendamiento financiero, el Grupo reconocía un activo y un pasivo por igual importe correspondiente al valor razonable del bien arrendado, o si era menor, al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento. Las obligaciones de alquiler correspondientes, netas de los cargos financieros, se incluyeron en Otras deudas. Cada pago de arrendamiento fue asignado entre el capital y el costo financiero. El costo financiero se cargó al resultado durante el plazo del arrendamiento a fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante del pasivo para cada período. Las propiedades, planta y equipo adquiridas bajo arrendamientos financieros se depreciaban durante la vida útil del activo, o si era menor, el plazo del arrendamiento. Los arrendamientos en los cuales una parte importante de los riesgos y beneficios de la propiedad no se transferían al Grupo se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos realizados bajo arrendamientos operativos (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan a la cuenta de pérdidas y ganancias linealmente durante el plazo del arrendamiento.

La Gerencia ha revisado los contratos de arrendamiento vigentes y ha reconocido un activo por derechos de uso (expuesto en Propiedad, planta y equipo) por un total de \$34,8 millones, correspondiente al importe del pasivo por arrendamientos a la fecha de adopción (que equivale al valor presente de los pagos por arrendamiento restantes).

El resto de los compromisos de arrendamientos identificados corresponde a contratos que finalizan dentro de los 12 meses desde la adopción y que continúan siendo reconocidos por el Grupo en forma lineal.

En la fecha de adopción, el Grupo mantuvo el importe registrado en libros para los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento que fueron clasificados como financieros bajo NIC 17.

Finalmente, no se realizaron ajustes de transición para arrendamientos en los cuales el Grupo actúa como arrendador.

En consecuencia, el Grupo no reconoció ningún ajuste a los resultados no asignados al inicio por la aplicación inicial de NIIF 16.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.1 Cambios en las políticas contables (Cont.)

4.1.2 Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB no efectivas y no adoptadas anticipadamente por el Grupo

- NIIF 17 “Contratos de seguros”: emitida en mayo 2017. Reemplaza a la NIIF 4 introducida como norma provisional en 2004 con la dispensa de llevar a cabo la contabilidad de los contratos de seguros utilizando las normas de contabilidad nacionales, resultando en múltiples enfoques de aplicación. La NIIF 17 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar relacionada con contratos de seguros y es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2021, permitiendo la adopción anticipada para entidades que aplican NIIF 9 y NIIF 15. La Sociedad estima que la aplicación de la misma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.
- Marco Conceptual: en marzo de 2018, el IASB publicó un marco conceptual revisado que reemplazará al marco vigente. No obstante, el marco no configura una norma, ni reemplaza ninguna norma existente. Los conceptos del marco conceptual revisado serán considerados en la emisión de normas futuras por parte del IASB y Comité de Interpretaciones de forma inmediata. Los preparadores de estados financieros bajo NIIF considerarán el marco conceptual revisado en el desarrollo de políticas contables sobre temas no abordados por las NIIF en forma específica en periodos anuales a partir del 1 de enero del 2020.
- NIIF 3 “Combinaciones de negocios”: modificada en octubre de 2018. Clarifica la definición de negocio y establece guías para determinar si una transacción se debe contabilizar como una combinación de negocios o como una adquisición de activos. Aplica a las transacciones de adquisición a partir del 1 de enero de 2020 y admite adopción anticipada.
- NIC 1 “Presentación de estados financieros” y NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores”: modificadas en octubre de 2018. Aclaran la definición de materialidad e incorporan el concepto de “ensombrecimiento de información” cuando existe efecto similar al de omitir o declarar información inexacta. Aplica de forma prospectiva a periodos anuales a partir del 1 de enero de 2020 y admite adopción anticipada.
- Modificaciones a la NIIF 9 “Instrumentos financieros”, NIC 39 “Instrumentos financieros: Presentación” y NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”: incorpora exenciones temporales en caso de relaciones de cobertura afectadas por la reforma de la tasa de interés de referencia, conforme las recomendaciones publicadas por el Financial Stability Board (FSB) en julio de 2014. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2020, permitiendo la adopción anticipada.

4.2 Consolidación

Los estados financieros incluyen los de la Sociedad y de las entidades controladas por ésta. Subsidiarias son todas las entidades sobre las que la Sociedad ejerce control, el que generalmente viene acompañado de una participación superior al 50% de los derechos de voto disponibles. La Sociedad controla una entidad cuando está expuesta o tiene derecho a retornos variables por su involucramiento con la entidad y tiene la capacidad de afectar dichos retornos a través de su poder sobre la entidad. Al momento de determinar si la Sociedad controla una entidad se considera la existencia y el efecto de derechos de votos potenciales que son actualmente ejercibles o convertibles.

La Sociedad también evalúa la existencia de control cuando no tiene más del 50% de los derechos de voto pero puede dirigir las políticas operativas y financieras en virtud del “control de hecho”. El “control de hecho” puede surgir en circunstancias donde el tamaño relativo de los derechos de voto del grupo en relación a la cantidad y dispersión de los otros accionistas, le da al Grupo el poder para dirigir las políticas operativas y financieras, etc. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control al Grupo y se excluyen desde la fecha en que cesa dicho control.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.2 Consolidación (Cont.)

Los principales ajustes de consolidación son los siguientes:

- i. Eliminación de saldos de cuentas de activos y pasivos recíprocos entre las sociedades del Grupo, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente los saldos que se mantienen con terceros y partes relacionadas no controladas;
- ii. Eliminación de operaciones entre las sociedades del Grupo, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente aquellas operaciones concretadas con terceros y partes relacionadas no controladas;
- iii. Eliminación de las participaciones en el patrimonio y en los resultados de cada ejercicio de las sociedades subsidiarias en su conjunto.

Las políticas contables de las subsidiarias han sido cambiadas, en caso de corresponder, para asegurar la consistencia con las políticas adoptadas por la Sociedad.

ASA desarrolla sus negocios a través de diversas subsidiarias. A menos que se establezca lo contrario, las subsidiarias que se enumeran a continuación tienen capital accionario compuesto únicamente por acciones ordinarias, que se encuentran directamente en poder del Grupo y la proporción de participaciones accionarias mantenidas es igual a los derechos de voto del Grupo. El país de constitución o inscripción es también su sede social. Las subsidiarias se detallan a continuación.

Sociedades	País de constitución	Actividad principal	% de participación en poder	
			31.12.19	31.12.18
CTR	Argentina	Generación de energía eléctrica	75%	75%
GECE ⁽¹⁾	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GROSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GLSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%

(1) Con fecha 27 de agosto de 2018, el directorio de ASA ha designado a GECE⁽¹⁾ como Subsidiaria No Restringida en los términos del Indenture en el marco del Bono Internacional garantizado por la Sociedad y emitido por GMSA y CTR, lo que significa que sus acreedores no tienen recurso contra ASA ni sus subsidiarias.

4.3 Reconocimiento de ingresos

a) Venta de energía eléctrica

Los ingresos son calculados al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar, teniendo en cuenta el importe estimado de cualquier descuento, determinando de esta manera los importes netos.

El criterio de reconocimiento de ingresos del negocio de energía eléctrica, principal actividad del Grupo, consiste en reconocer los ingresos provenientes de la actividad de generación de energía eléctrica por el método del devengado, comprendiendo la energía y potencia puesta a disposición y la generada.

Los ingresos ordinarios mencionados se reconocieron al cumplirse todas y cada una de las siguientes condiciones:

- a. la entidad transfirió al comprador los riesgos y ventajas de tipo significativo;
- b. el importe de los ingresos se midió confiablemente;
- c. es probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados a la transacción; y
- d. los costos incurridos o a incurrir, en relación con la transacción, fueron medidos confiablemente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.3 Reconocimiento de ingresos (Cont.)

b) Venta de servicios

El ingreso por servicios es reconocido en el período en el que son prestados, en función del grado de cumplimiento de los mismos.

c) Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método del tipo de interés efectivo. Los mismos se registran sobre una base temporaria, con referencia al capital pendiente y a la tasa efectiva aplicable.

Estos ingresos son reconocidos siempre que sea probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción y pudiendo el importe de la transacción ser medido de manera fiable.

4.4 Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera

a) Moneda funcional y de presentación

Los presentes estados financieros consolidados están presentados en pesos (moneda de curso legal en la República Argentina para todas las sociedades con domicilio en la misma), que es a la vez la moneda funcional del Grupo. La moneda funcional es la moneda del ambiente económico primario donde opera el Grupo.

b) Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional y de presentación usando los tipos de cambio del día de las transacciones o revaluación, cuando los conceptos de las mismas son reexpresados. Las ganancias y pérdidas generadas por las diferencias en el tipo cambio de las monedas extranjeras resultantes de cada transacción y por la conversión de los rubros monetarios expresados en moneda extranjera al cierre del ejercicio son reconocidos en el estado de resultado integral, a excepción de los montos que son capitalizados.

Los tipos de cambio utilizados son: tipo comprador para activos monetarios, tipo vendedor para pasivos monetarios y en el caso de los saldos con partes relacionadas se utiliza tipo de cambio promedio, cada uno de ellos vigentes al cierre del ejercicio según Banco Nación y tipo de cambio puntual para las transacciones en moneda extranjera.

4.5 Propiedades, planta y equipo

En términos generales las propiedades, planta y equipo, excluyendo los terrenos, inmuebles, instalaciones y maquinarias y turbinas son registrados al costo reexpresado a valores constantes neto de depreciación acumulada, y/o pérdidas por deterioro acumuladas, si las hubiere.

La depreciación de los activos de propiedades, planta y equipo, se inicia cuando los mismos están listos para su uso. Los costos de reparación y mantenimiento de propiedades, planta y equipo se reconocen en el estado de resultados integral a medida que se incurren.

Las obras en curso son valuadas en función del grado de avance. Las obras en curso se registran al costo reexpresado a valores constantes menos cualquier pérdida por deterioro, en caso de corresponder. La depreciación de estos activos se inicia cuando los mismos están en condiciones económicas de uso.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.5 Propiedades, planta y equipo (Cont.)

Los inmuebles, instalaciones, maquinarias y turbinas se miden por su valor razonable menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro del valor reconocidas a la fecha de la revaluación, si las hubiere. Los terrenos se miden a su valor razonable no siendo depreciados. Las revaluaciones se efectúan con la frecuencia suficiente para asegurarse que el valor razonable de un activo revaluado no difiera significativamente de su importe de libros.

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo ha revaluado los terrenos, inmuebles, las instalaciones y maquinarias debido a que se experimentaron cambios significativos en los valores razonable de los elementos detallados producto de cambios macroeconómicos.

A partir del 30 de septiembre de 2018, el Grupo ha decidido modificar el método para determinar el valor razonable de un “enfoque de costo” a “enfoque del ingreso” de las instalaciones y maquinarias. El “enfoque de ingreso” implica a las técnicas de valoración que convierten importes futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un importe presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos importes futuros. El Grupo considera que el “enfoque de ingreso” demuestra de manera más fiable el verdadero valor de estos activos.

El valuador utilizó una metodología de valoración basada en un modelo de flujos de efectivo descontados dado que no existe información comparable de mercado debido a la naturaleza particular de los bienes mencionados, es decir se han utilizado una combinación de datos de entrada de Nivel 3.

Valuadores externos participan en la valuación de los activos mencionados. La participación de valuadores externos es decidida por el Directorio. Los criterios de selección de los valuadores incluyen atributos como el conocimiento del mercado, la reputación, la independencia y si reúnen los estándares profesionales.

El valor razonable se determinó utilizando el enfoque del ingreso, el cual refleja las expectativas del mercado presente sobre esos importes futuros. Esto significa que los valores revaluados se basan en técnicas de valor presente que convierten importes de ingresos futuros en un importe presente único, es decir, descontado.

En la medición de las clases instalaciones y maquinarias bajo el modelo de revaluación a valor razonable se utilizó la técnica del valor presente ya que es la que mejor permite captar los atributos del uso del activo y las sinergias existentes con el resto de los activos y pasivos del Grupo.

Todo incremento por revaluación se reconoce en el otro resultado integral y se acumula en la reserva por revaluación de activos en el patrimonio, salvo, en la medida en que dicho incremento revierta una disminución de revaluación del mismo activo reconocida previamente en los resultados, en cuyo caso ese incremento se reconoce en los resultados. Una disminución por revaluación se reconoce en los resultados, salvo en la medida en que dicha disminución compense un incremento de revaluación del mismo activo reconocido previamente en la reserva por revaluación de activos.

Al momento de la venta del activo revaluado, cualquier reserva por revaluación relacionada con ese activo específico se transfiere a los resultados acumulados. No obstante, parte de la reserva por revaluación se transferirá a los resultados acumulados a medida que el activo es utilizado por la sociedad. El importe de la reserva transferida será igual a la diferencia entre la depreciación calculada según el valor revaluado del activo y la calculada según su costo original.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.5 Propiedades, planta y equipo (Cont.)

De acuerdo con lo dispuesto por la NIC 23 “Costos por Préstamos” deberán activarse costos financieros en el costo de un activo cuando, el mismo se encuentra en producción, construcción, montaje o terminación y tales procesos, en razón de su naturaleza, de duración prolongada; no se encuentran interrumpidos; el período de producción, construcción, montaje o terminación no exceda del técnicamente requerido; las actividades necesarias para dejar el activo en condiciones de uso o venta no se encuentren sustancialmente completas; y el activo no esté en condiciones de ser usado en la producción de otros bienes o puesta en marcha, lo que correspondiere al propósito de su producción, construcción, montaje o terminación. Los costos financieros capitalizados en el valor libro de las propiedades, planta y equipo durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018 ascendió a \$ 2.845.799.672 y \$ 1.406.234.674, respectivamente. La tasa de capitalización promedio utilizada fue de 32,31% y 68% para el 2019 y 2018, respectivamente.

Los costos posteriores al reconocimiento inicial se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, sólo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros asociados con esos bienes vayan a fluir a la Sociedad y su costo pueda determinarse de forma fiable. En caso de reemplazos, el importe en libros de la parte sustituida se da de baja contablemente. Los gastos restantes por reparaciones y mantenimiento se reconocen en resultados en el período en que se incurren.

Si todas las clases de propiedades, plantas y equipos se hubieran medido utilizando el modelo de costo, los importes de libros habrían sido los siguientes:

	31.12.19	31.12.18
Costo	44.874.655.836	37.107.271.192
Depreciación acumulada	(6.503.926.733)	(4.862.692.417)
Valor residual	38.370.729.103	32.244.578.775

4.6 Inversiones en asociadas y en otras sociedades

Inversiones en asociadas

Las asociadas son todas aquellas entidades sobre las cuales ASA tiene influencia significativa pero no control, representado generalmente por una tenencia de entre el 20% y menos del 50% de los derechos de voto de dicha entidad. Las inversiones en asociadas se contabilizan por el método del valor patrimonial proporcional. De acuerdo con este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo, y el valor contable aumenta o disminuye para reconocer la participación del inversor sobre el resultado de la asociada con posterioridad a la fecha de adquisición.

Inversiones en otras sociedades

Todas las inversiones en instrumentos de patrimonio son medidas a valor razonable con cambios en resultados. El valor razonable de las acciones ordinarias sin cotización de TJSM y TMB se ha estimado utilizando un modelo de flujos de efectivo descontados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.7 Deterioro del valor de los activos no financieros

Los activos sujetos a depreciación se someten a revisiones para pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el importe en el cual el valor en libros del activo excede su importe recuperable. El valor de uso es la suma de los flujos netos de los fondos descontados esperados que deberían surgir del uso de los bienes y de su eventual disposición final. A tales efectos se consideran entre otros elementos, las premisas que representen la mejor estimación que la Dirección hace de las condiciones económicas que existirán durante la vida útil de los activos. El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor en uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo).

La posible reversión de pérdidas por deterioro de valor de activos no financieros se revisa en todas las fechas en las que se presenta información financiera.

Al 31 de marzo de 2019, los valores razonables de propiedades, planta y equipo revaluados ascendían a \$31.442.859.908, obteniendo así una disminución en el valor de los mismos por \$155.960.485, registrándose su efecto en otros resultados integrales.

Al 30 de junio de 2019, la Sociedad realizó un estudio sobre el valor recuperable de propiedades, planta y equipo, determinando que por las variaciones macroeconómicas entre la cotización del dólar y la inflación se produjo una disminución del activo por \$3.581.453.940, registrándose su efecto en otros resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad realizó un análisis de las variables que se consideran para el cálculo del valor recuperable de propiedades, planta y equipo y concluyo en un aumento del activo por \$1.066.324.761, registrándose su efecto en otros resultados integrales. Quedando los valores razonables de propiedades, planta y equipo revaluados a \$39.266.954.012.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el Grupo ha concluido que el valor que el valor contable de terreno, inmuebles, instalaciones, maquinarias y turbinas no supera su valor recuperable.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.8 Activos financieros

4.8.1 Clasificación

El Grupo clasifica los activos financieros en las siguientes categorías: aquellos que se miden posteriormente a valor razonable y aquellos que se miden a costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es una inversión en un instrumento de deuda o de patrimonio. Para ser medido a costo amortizado se deben cumplir las dos condiciones descriptas abajo. Los restantes activos financieros se miden a valor razonable. La NIIF 9 “Instrumentos financieros” requiere que todas las inversiones en instrumentos de patrimonio sean medidas a valor razonable.

a) Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros son medidos a costo amortizado si cumplen las siguientes condiciones:

- el objetivo del modelo de negocio de la Sociedad es mantener los activos para obtener los flujos de efectivo contractuales;
- las condiciones contractuales dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el principal.

b) Activos financieros a valor razonable

Si alguna de las condiciones detalladas anteriormente no se cumple, los activos financieros son medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Todas las inversiones en instrumentos de patrimonio son medidas a valor razonable. Para aquellas que no son mantenidas para negociar, la Sociedad puede elegir de forma irrevocable al momento de su reconocimiento inicial presentar en el Otro resultado integral los cambios en el valor razonable. La decisión de la Sociedad fue reconocer los cambios en el valor razonable en resultados.

4.8.2 Reconocimiento y medición

La compra o venta convencional de los activos financieros se reconoce en la fecha de su negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

Los activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más, en el caso de activos financieros que no se miden a valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición de los activos financieros.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.8 Activos financieros

4.8.3 Deterioro del valor de los activos financieros

Activos financieros a costo amortizado

El Grupo evalúa al final de cada ejercicio sobre el que informa si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. Un activo financiero o un grupo de activos financieros está deteriorado, y se incurre en una pérdida por deterioro del valor, siempre y cuando exista evidencia objetiva del deterioro como resultado de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo, y ese evento (o eventos) causante(s) de la pérdida tenga(n) un impacto sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero o del grupo de activos financieros, que pueda ser estimado con fiabilidad.

Los criterios que el Grupo utiliza para determinar si existe evidencia objetiva de una pérdida por deterioro incluyen:

- dificultades financieras significativas del deudor;
- incumplimiento de las cláusulas contractuales tales como retrasos en el pago de intereses o capital;
- y probabilidad de que el deudor entre en situación concursal u otra situación de reorganización financiera.

El importe de la pérdida por deterioro se mide como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados (sin tener en cuenta las pérdidas de crédito futuras en las que no se haya incurrido) descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El importe en libros del activo se reduce y el importe de la pérdida por deterioro se reconoce en el estado de resultados integrales. Si el activo financiero tiene una tasa de interés variable, la tasa de descuento para calcular la pérdida por deterioro es la tasa de interés efectiva actual de acuerdo con el contrato. Como medida práctica, el Grupo puede calcular el deterioro del valor en base al valor razonable del activo financiero utilizando un precio observable de mercado.

Si en ejercicios posteriores el importe de la pérdida por deterioro disminuye y la disminución puede ser objetivamente relacionada con un evento posterior al reconocimiento del deterioro (tal como una mejora en la calificación crediticia del deudor), la reversión de la pérdida por deterioro registrada previamente es reconocida en el estado de resultados integrales.

4.8.4 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se compensan y el valor neto se informa en el estado de situación financiera cuando existe un derecho exigible legalmente de compensar los valores reconocidos y existe una intención de pagar en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

4.9 Inventarios

Los inventarios son valuados al monto que resulte ser menor entre el costo de adquisición reexpresado a valores constantes y el valor neto de realización.

Dado que los inventarios del Grupo no son bienes destinados a la venta, se considera su valuación a partir del precio de compra, los aranceles de importación (en caso de corresponder), y otros impuestos (que no sean recuperables posteriormente por autoridades fiscales), los transportes, el almacenamiento y otros costos directamente atribuibles a la adquisición de esos activos. El costo se determina a partir del método del costo promedio ponderado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.9 Inventarios (Cont.)

El Grupo clasificó a los inventarios en corrientes y no corrientes dependiendo del destino final de los mismos y del plazo en que se espera que sean utilizados, pudiendo ser utilizados para mantenimiento o mejoras sobre bienes existentes. La porción no corriente de los materiales y repuestos se expone en el rubro "Propiedades, planta y equipo". La valuación de los inventarios en su conjunto no supera su valor recuperable al cierre de cada ejercicio.

4.10 Créditos por ventas y otros créditos

Los créditos por ventas son importes debidos por clientes por las ventas de los negocios de la sociedad, efectuadas en el curso normal del negocio. Si se espera que el cobro de los créditos sea en un año o en un período de tiempo menor, los mismos son clasificados como activo corriente. En caso contrario, son clasificados como activo no corriente.

Los créditos por ventas y otros créditos son reconocidos a su valor razonable y posteriormente medidos a costo amortizado, usando el método de la tasa de interés efectiva, y cuando fuere significativo, ajustado al valor temporal de la moneda.

El Grupo registra provisiones por incobrabilidad cuando existe una evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los montos adeudados en su favor de acuerdo a los términos originales de los créditos, en base a un análisis del comportamiento histórico de las cuentas a cobrar lo que permite estimar la recuperabilidad de la cartera de créditos.

El Grupo aplicó NIIF 9 modificada de forma retroactiva a partir del 1 de enero de 2018, con los recursos prácticos permitidos, sin reexpresar los períodos comparativos.

El Grupo ha revisado los activos financieros que actualmente mide y clasifica a valor razonable con cambios en resultados o a costo amortizado y ha concluido que cumplen las condiciones para mantener su clasificación, en consecuencia, la adopción inicial no afectó la clasificación y medición de los activos financieros de la Sociedad.

Por otro lado, en relación al nuevo modelo de contabilidad de cobertura, el Grupo no ha optado por designar ninguna relación de cobertura a la fecha de adopción inicial de NIIF 9 modificada y, en consecuencia, no generó ningún impacto en los resultados de las operaciones en o la situación financiera del Grupo.

Por último, en relación al cambio en la metodología de cálculo de deterioro de valor de los activos financieros basado en las pérdidas crediticias esperadas, la Sociedad aplicó el enfoque simplificado de NIIF 9 para los créditos por ventas y para otros créditos con características de riesgo similar. Para medir las pérdidas crediticias esperadas, los créditos se agrupan por segmento, y en función de las características de riesgo de crédito compartidas y los días de mora a partir del vencimiento.

La pérdida esperada al 1 de enero de 2019 se determinó en base a los siguientes coeficientes calculados para los días de mora a partir del vencimiento:

RATIO PCE	No vencido	30 días	60 días	90 días	120 días	150 días	180 días	+180 días
CAMMESA	-	-	-	-	-	-	-	-
Interco	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros deudores	-	-	-	-	-	-	-	9%

Los créditos por venta se dan de baja cuando no existe expectativa razonable de recupero. La Sociedad entiende que los siguientes son indicios de incumplimiento: i) concurso, quiebra o inicio de gestión judicial; ii) estado de insolvencia que implique un alto grado de imposibilidad de cobro y iii) saldos morosos mayores a 180 días hábiles del primer vencimiento de la factura.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.10 Créditos por ventas y otros créditos (Cont.)

Adicionalmente y ante situaciones coyunturales y/o de excepción la Gerencia de la Sociedad podrá redefinir los montos de constitución de provisión procediendo en todos los casos a soportar y fundamentar los criterios utilizados.

Por la aplicación del modelo de pérdidas esperadas con respecto a los créditos por ventas no se ha generado ajuste de provisión por deterioro al 1 de enero de 2019 con respecto a la provisión del 31 de diciembre de 2018. Asimismo, durante ejercicio 2019, no se ha generado provisión por deterioro.

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad mantiene una provisión para créditos por ventas de \$2.750.107.

4.11 Anticipo a proveedores

El Grupo ha adoptado como política contable exponer los anticipos a proveedores en otros créditos corrientes, hasta tanto los bienes sean recibidos. Los anticipos a proveedores que hayan sido realizados en moneda extranjera son registrados bajo el modelo de costo, no estando sujetos a revaluación o reconocimiento de los efectos del tipo de cambio.

4.12 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo incluye el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades bancarias y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos estando sujetos a un riesgo poco significativo de cambio de valor. En caso de existir, los adelantos en cuenta corrientes se exponen dentro del efectivo y equivalente de efectivo, a los efectos del estado de flujo de efectivo, por ser parte integrante de la gestión de efectivo del Grupo.

4.13 Deudas comerciales y otras deudas

Las deudas comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido a los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las deudas comerciales se clasifican como pasivo corriente si los pagos tienen vencimiento a un año o en un período de tiempo menor. En caso contrario, son clasificados como pasivo no corriente.

Las deudas comerciales y otras deudas se reconocen inicialmente a valor razonable y con posterioridad se miden a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

4.14 Préstamos

Los préstamos se reconocen inicialmente a valor razonable, menos los costos directos de transacción incurridos. Con posterioridad, se miden a costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos directos de transacción) y el importe a pagar al vencimiento se reconoce en resultados durante el plazo de los préstamos utilizando el método de la tasa de interés efectiva. El Grupo analiza sus renegociaciones de préstamos a efectos de determinar si dado los cambios cuantitativos y cualitativos de sus condiciones, las mismas deben tratarse como una modificación o una cancelación.

4.15 Costos por préstamos

Los costos por préstamos directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período sustancial antes de estar listos para el uso al que están destinados o para la venta, son capitalizados como parte del costo de dichos activos hasta que los mismos estén aptos para su uso o venta.

Los demás costos por préstamos son reconocidos como gastos en el período en que se incurren.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.16 Instrumentos financieros derivados

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se firma el contrato. Con posterioridad al reconocimiento inicial, se vuelven a medir a su valor razonable.

El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo ha celebrado contratos de derivados financieros en moneda extranjera, con el objetivo de obtener una cobertura a los próximos vencimientos de las cuotas de capital e interés de sus préstamos en dólares estadounidenses y reducir el riesgo de variación de tipo de cambio. Sin embargo, el Grupo no ha aplicado contabilidad de cobertura, y por lo tanto, los cambios en su valor se reconocen en resultados dentro del concepto "Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros", en la línea de Otros resultados financieros.

Los valores razonables de los instrumentos financieros derivados que son negociados en mercados activos son registrados en función de los precios de mercado. Los valores razonables de los instrumentos financieros derivados que no son negociados en mercados activos son determinados usando técnicas de valuación. El Grupo utiliza su juicio crítico para seleccionar los métodos más apropiados y determinar premisas que se basan principalmente en las condiciones de mercado existentes al cierre de cada ejercicio.

4.17 Provisiones

Las provisiones se contabilizan cuando el Grupo tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de hechos pasados; es probable que se requiera una salida de recursos para cancelar dicha obligación; y el monto de la obligación puede estimarse de manera confiable.

El importe reconocido como provisiones fue la mejor estimación de desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final del período sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres correspondientes y la opinión de los asesores legales del Grupo. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su importe registrado representa el valor actual de dicho flujo de efectivo.

4.18 Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

a) Impuesto a las ganancias corriente y diferido

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende el impuesto corriente y diferido. El impuesto a las ganancias es reconocido en resultados.

El gasto por impuesto a las ganancias corriente es calculado en base a las leyes impositivas aprobadas o próximas a aprobarse a la fecha de cierre. La Gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable esté sujeta a interpretación y, en caso necesario, establece provisiones en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales.

El impuesto diferido es reconocido, de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias temporarias que surgen entre la base fiscal de los activos y pasivos y sus importes en libros en el estado de situación financiera. Sin embargo, no se reconoce pasivo por impuesto diferido si dicha diferencia surge por el reconocimiento inicial de una llave de negocio, o por el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y en el momento en que fue realizada no afectó a la ganancia contable ni a la fiscal.

Los activos por impuesto diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Sociedad disponga de ganancias fiscales futuras contra las que se puedan compensar las diferencias temporarias.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.18 Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta (Cont.)

a) Impuesto a las ganancias corriente y diferido (Cont.)

Los activos y pasivos por impuesto diferido se compensan si la Sociedad tiene el derecho reconocido legalmente de compensar los importes reconocidos y si los activos y pasivos por impuesto diferido se derivan del impuesto a las ganancias correspondiente a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o sobre diferentes entidades fiscales que pretenden liquidar los activos y pasivos impositivos por su importe neto.

Los activos y pasivos por impuesto corriente y diferido no han sido descontados, expresándose a su valor nominal.

b) Impuesto a la ganancia mínima presunta

El Grupo determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias: la obligación fiscal de la Sociedad en cada ejercicio coincide con el mayor de ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias que pudiere producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

El Grupo ha reconocido el impuesto a la ganancia mínima presunta devengado en el ejercicio y pagado en ejercicios anteriores como un crédito, considerando que el mismo será compensado con utilidades impositivas futuras.

Los activos y pasivos por impuesto a la ganancia mínima presunta no han sido descontados, expresándose a su valor nominal.

4.19 Saldos con partes relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas han sido valuadas de acuerdo con las condiciones pactadas entre las partes involucradas.

4.20 Arrendamientos

Conforme a lo mencionado en Nota 4.1.1 de los presentes estados financieros, el Grupo adoptó la NIIF 16 arrendamientos para lo cual aplicó las siguientes opciones previstas en dicha norma:

- Para los arrendamientos que se clasificaban como “financieros” por aplicación de la NIC 17 y CINIIF 4, se computaron los valores de libros de los “activos por derecho de uso” y “pasivos por arrendamientos” previos a la aplicación inicial de NIIF 16, conforme lo previsto en el punto 11 del Apéndice C de la norma. Dichos valores se exponen en el rubro “Propiedad, planta y equipo” y en “Préstamos”.
- Los cargos financieros generados por los pasivos por arrendamientos se exponen en “Intereses por préstamos” de la nota 32.
- El resto de los compromisos de arrendamiento identificados, corresponden a contratos que finalizan dentro de los 12 meses desde la adopción y que continúan siendo reconocidos por la Sociedad en forma lineal.

En consecuencia, el Grupo no realizó ningún cambio a la contabilización de los activos registrados por arrendamientos operativos y financieros como consecuencia de la adopción de la NIIF 16.

4.21 Plan de beneficios definidos

GMSA, CTR y GROSA brinda planes de beneficios definidos. Habitualmente, los planes de beneficios definidos establecen el importe de la prestación que recibirá un empleado en el momento de su jubilación, normalmente en función de uno o más factores como la edad, años de servicio y remuneración.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.21 Plan de beneficios definidos (Cont.)

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera respecto de los planes de beneficios definidos es el valor actual de la obligación por planes de beneficios definidos a la fecha del cierre del ejercicio. La obligación por planes de beneficios definidos se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por planes de beneficios definidos se determina descontando los flujos de salida de efectivo futuros estimados utilizando supuestos actuariales respecto de las variables demográficas y financieras que influyen en la determinación del monto de tales beneficios.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se reconocen en Otro resultado integral en el ejercicio en el que surgen. Los costos por servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de resultados.

4.22 Cuentas del Patrimonio

La contabilización de los movimientos del mencionado rubro se ha efectuado de acuerdo con las respectivas decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

a) Capital social

El capital social representa el capital emitido, el cual está formado por los aportes comprometidos y/o efectuados por los accionistas, representados por acciones, comprendiendo las acciones en circulación a su valor nominal. Estas acciones ordinarias son clasificadas dentro del patrimonio.

b) Reserva Legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultados integrales del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social.

c) Reserva Facultativa

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para cubrir necesidades de fondos que requieran los proyectos y las situaciones que pudieran acaecer en relación con la política de la Sociedad.

d) Reserva por revalúo técnico

Corresponde a la reserva por revalúo técnico de las sociedades subsidiarias y asociadas al porcentaje de participación como consecuencia de aplicar el modelo de revaluación de propiedades, plantas y equipos.

e) Otros resultados integrales

Corresponde a las ganancias y pérdidas actuariales en el cálculo de los pasivos por planes de beneficios definidos y su efecto impositivo.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.22 Cuentas del Patrimonio (Cont.)

f) Resultados no asignados

Los resultados no asignados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante la decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales. Estos resultados comprenden el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables.

En caso de que existan resultados no asignados negativos a ser absorbidos al cierre del ejercicio a considerar por la Asamblea de Accionistas, deberá respetarse el siguiente orden de afectación de saldos:

- (i) Ganancias reservadas
 - Reservas voluntarias
 - Reservas estatutarias
 - Reserva legal
- (ii) Contribuciones de capital
- (iii) Primas de emisión
- (iv) Otros instrumentos de patrimonio (cuando fuere legal y societariamente factible)
- (v) Ajuste de capital

g) Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad es reconocida como un pasivo en los estados financieros en el período en el cual los dividendos son aprobados por la asamblea de accionistas.

h) Reserva especial

Corresponde a la diferencia positiva resultante entre el saldo inicial de los resultados no asignados expuesto en los estados financieros del primer cierre de ejercicio de aplicación de las NIIF en GISA, sociedad absorbida por la fusión y el saldo final de los resultados no asignados al cierre del último ejercicio bajo vigencia de las normas contables anteriores.

Dicha reserva no podrá desafectarse para ejecutar distribuciones en efectivo o en especie entre los accionistas o propietarios de la entidad y sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para absorber eventuales saldos negativos de la cuenta “Resultados no asignados”, decisión que deberá ser tomada por la Asamblea de accionistas que considere los estados financieros al cierre del presente ejercicio.

i) Reserva especial RG 777/18

Siguiendo el mecanismo previsto en la RG 777/2018 de la CNV, en el ejercicio de transición en el cual se presenta el ajuste por inflación, la Sociedad ha constituido una reserva especial por un monto equivalente al saldo por revaluación determinado por su valor nominal transferido contablemente a los resultados no asignados. La mencionada reserva especial se podrá desafectar siguiendo el mecanismo previsto en las normas contables aplicables. La constitución de la reserva será ad-referéndum de la próxima asamblea anual ordinaria de accionistas.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

5.1 Factores de riesgos financieros

La gestión del riesgo financiero se enmarca dentro de las políticas globales del Grupo las cuales se centran en la incertidumbre de los mercados financieros y tratan de minimizar los efectos potenciales adversos sobre su rentabilidad financiera. Los riesgos financieros son los riesgos derivados de los instrumentos financieros a los cuales el Grupo está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio. Los riesgos financieros comprenden el riesgo de mercado (incluyendo el riesgo de tipo de cambio, de precio y de tasa de interés), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos financieros e incertidumbres que podrían tener un efecto material adverso en la estrategia, desempeño, resultados de las operaciones y condición financiera del Grupo.

La gestión del riesgo financiero está controlada por la Dirección de Finanzas del Grupo, la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Las políticas y sistemas de gestión del riesgo financiero son revisadas regularmente para reflejar los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades del Grupo.

a) Riesgos de mercado

Riesgo de tipo de cambio

Las ventas realizadas bajo las Resoluciones N° 1281/06 (Energía Plus), N° 220/07 y N° SE 21/16 están denominadas en pesos al tipo de cambio BCRA Comunicación A 3500 (Mayorista) correspondiente al día hábil previo a la fecha de vencimiento de la factura de CAMMESA. Asimismo, la deuda financiera esta principalmente denominada en la misma moneda, también poseen deuda comercial destinada a la inversión en los proyectos de cierre de ciclo que se encuentran denominados en dólares, lo que implica que el negocio posee una cobertura genuina ante fluctuaciones en el tipo de cambio. No obstante, el Grupo monitorea constantemente la evolución del tipo de cambio de las principales monedas mundiales para definir estrategias cambiarias.

La siguiente tabla presenta la exposición del Grupo al riesgo de tipo de cambio por los activos y pasivos denominados en una moneda distinta a la moneda funcional del Grupo:

	Véase nuestro informe de fecha 10 de marzo de 2020 PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.	
	(Socio)	
Dr. Marcelo P. Lerner por Comisión Fiscalizadora	C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17	Armando Losón (h) Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.1 Factores de riesgos financieros (Cont.)

a) Riesgos de mercado (Cont.)

Riesgo de tipo de cambio (Cont.)

Rubros	31.12.19				31.12.18			
	Moneda extranjera			Importe contabilizado en pesos	Importe contabilizado en pesos			
	Clase	Monto	Tipo de cambio utilizado ⁽¹⁾					
ACTIVO				\$				
Activo Corriente								
Efectivo y equivalentes				USD	22.926.657	59,690	1.368.492.198	97.276.394
Créditos por ventas				USD	76.331.594	59,690	4.556.232.851	2.596.010.670
Total del Activo Corriente						5.924.725.049	2.693.287.064	
Total del Activo				5.924.725.049	2.693.287.064			
PASIVO								
Pasivo no corriente								
Deudas comerciales				USD	24.479.869	59,890	1.466.099.378	1.271.319.756
Deudas comerciales				SEK	-	-	-	521.726.630
Préstamos				USD	506.981.881	59,890	30.363.144.890	26.890.049.224
Total del pasivo no Corriente						31.829.244.268	28.683.095.610	
Pasivo Corriente								
Deudas comerciales				USD	39.950.573	59,890	2.392.639.826	372.934.227
Deudas comerciales -Partes relacionadas				USD	41.884.022	59,790	2.504.245.632	919.486.089
Deudas comerciales				SEK	72.470.573	6,465	468.493.263	1.774.984.421
Préstamos	USD	78.967.741	59,890	4.729.378.059	5.274.721.272			
Total del Pasivo Corriente				10.094.756.780	8.342.126.009			
Total del Pasivo				41.924.001.048	37.025.221.619			
Activos y pasivos netos				(35.999.275.999)	(34.331.934.555)			

(1) Tipos de cambio vigente al cierre del ejercicio según Banco Nación. En el caso de saldos con partes relacionadas se utiliza un tipo de cambio promedio.

Información requerida por el Anexo G, en cumplimiento del Art. 1, Cap. III, Título IV del Texto Ordenado de la CNV.

La Sociedad estima que, con todas las variables mantenidas constantes, una devaluación del 1% del dólar americano y de la corona sueca respecto del peso argentino generaría el siguiente aumento de la pérdida del ejercicio:

Posición neta Activo / (Pasivo)	Peso argentino	
	31.12.19	31.12.18
Dólares americanos	(355.307.827)	(320.352.235)
Coronas Suecas	(4.684.933)	(22.967.111)
	(359.992.760)	(343.319.346)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.1 Factores de riesgos financieros (Cont.)

a) Riesgos de mercado (Cont.)

Riesgo de precio

Los ingresos del Grupo dependen, en una parte menor, de las ventas realizadas bajo la Resolución 31/20, la cual reemplaza la Resolución SE 1/19. Esta resolución adapta los criterios de remuneración a condiciones económicamente razonables, previsibles y eficientes, mediante compromisos de mediano plazo. Si se derogara o se modificaran sustancialmente los términos de la Resolución, el Grupo podría ver afectados sus ingresos resultando ello en un leve impacto adverso a los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones del Grupo (ver nota 46).

Si por alguna razón ajena al Grupo, la misma dejase de ser exigible para participar del Plan de Energía Plus (Resolución SE 1281/06), Resolución 220/07 y/o la Resolución SE 21/16, o si tales resoluciones se derogaran o se modificaran sustancialmente de modo que, el Grupo se viera obligado a vender toda su generación de electricidad en el Mercado Spot o se limitase el precio de venta, los resultados del Grupo podrían verse afectados de manera negativa.

Asimismo, las inversiones del Grupo en instrumentos de capital cotizados son susceptibles al riesgo de precio de mercado derivado de las incertidumbres sobre el valor futuro de estos instrumentos. Debido a la baja importancia de las inversiones en instrumentos de patrimonio en relación con la posición neta de activos / pasivos, el Grupo no está expuesta de manera significativa a la que se refiere al riesgo de instrumentos precio.

Por otra parte, el Grupo no está expuesta al riesgo del precio de las materias primas.

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés para el Grupo surge de su endeudamiento a tasa variable. El endeudamiento a tasa variable expone al Grupo al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. Al 31 de diciembre de 2019, una parte menor de sus préstamos vigentes se encontraban emitidos a tasa de interés variable, principalmente basados en tasa Badlar (más un margen aplicable).

El Grupo analiza su exposición al riesgo de tasa de interés de manera dinámica. Se simulan varias situaciones hipotéticas tomando en cuenta las posiciones respecto de refinanciamientos, renovación de las posiciones existentes, financiamiento alternativo y cobertura. Sobre la base de estos escenarios, el Grupo calcula el impacto sobre la ganancia o pérdida de una variación definida en las tasas de interés. Estas simulaciones sólo se realizan en el caso de obligaciones que representen las principales posiciones que generan intereses.

La siguiente tabla presenta la apertura de los préstamos del Grupo por tasa de interés:

	31.12.19	31.12.18
Tasa fija:	34.158.677.665	27.673.984.520
	34.158.677.665	27.673.984.520
Tasa variable:	2.645.993.310	7.042.105.321
	2.645.993.310	7.042.105.321
	36.804.670.975	34.716.089.841

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.1 Factores de riesgos financieros (Cont.)

a) Riesgos de mercado (cont.)

Riesgo de tasa de interés (Cont.)

Sobre la base de las simulaciones efectuadas, con todas las otras variables mantenidas constantes, un aumento/(disminución) del 1% en las tasas de interés variables generaría la siguiente (disminución)/incremento del resultado del ejercicio:

	31.12.19	31.12.18
Tasa variable:	26.459.933	70.421.053
Impacto en el resultado del ejercicio	26.459.933	70.421.053

b) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito surge del efectivo y equivalentes de efectivo, depósitos en bancos e instituciones financieras, así como de la exposición al crédito con los clientes, que incluye a los saldos pendientes de las cuentas por cobrar y a las transacciones comprometidas.

Respecto al análisis comercial realizado a los clientes privados, nuestra área de análisis crediticio evalúa a los clientes privados sus respectivas capacidades de pago, tomando en consideración sus estados financieros, posiciones financieras, informes de mercado, comportamiento histórico con la Sociedad y otros factores de solvencia financiera. Ponderando los indicadores recientemente descriptos se establecen límites crediticios, los cuales son regularmente monitoreados por el área pertinente.

Los generadores de energía eléctrica, tanto aquellos con ventas al mercado Spot, Resolución 1/19, la cual reemplaza la Resolución SE 19/17, como aquellos con contratos bajo las Resoluciones N° 220/07 y SE N° 21/16, perciben a través de CAMMESA los pagos correspondientes a la puesta a disposición de la potencia y energía suministrada al sistema.

Durante el último trimestre 2019, CAMMESA canceló sus obligaciones a plazo vencido, reconociendo intereses y diferencia de cambio en función a lo pactado en los respectivos contratos.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.1 Factores de riesgos financieros (Cont.)

c) Riesgo de liquidez

La Gerencia del Grupo supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez del Grupo para asegurar que a todo momento haya suficiente efectivo para cubrir las necesidades operacionales manteniendo un nivel adecuado de líneas de crédito disponibles. De este modo, se busca que el Grupo cumpla con los compromisos asumidos bajo su endeudamiento financiero sobre cualquier línea de crédito. Dichas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de deuda de la Sociedad, el cumplimiento de requisitos regulatorios externos y de requerimientos legales.

Los excedentes de efectivo temporario son administrados con un criterio de prudencia hasta el momento en que son aplicados al pago de los servicios de deuda e inversión en los proyectos de ampliación actualmente en ejecución. El Grupo ha trabajado en la estructura de financiamiento de mediano y largo plazo, contando adicionalmente con líneas de crédito y préstamos disponibles que le permiten garantizar el cumplimiento de sus compromisos.

En la tabla que se muestra a continuación se incluye un análisis de los pasivos financieros del Grupo agrupados según fechas de vencimiento considerando el período restante desde la fecha del estado de situación financiera correspondiente hasta su fecha de vencimiento contractual. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar.

Al 31 de diciembre de 2019	Menos de 3 meses	Entre 3 meses y 1 año	Entre 1 año y 2 años	Más de 2 años	Total
Deudas comerciales y otras deudas	5.059.817.953	1.044.130.706	1.230.064.452	237.965.022	7.571.978.133
Préstamos	4.346.556.931	6.096.998.280	10.165.345.352	32.887.319.246	53.496.219.809
Total	9.406.374.884	7.141.128.986	11.395.409.804	33.125.284.268	61.068.197.942

Al 31 de diciembre de 2018	Menos de 3 meses	Entre 3 meses y 1 año	Entre 1 año y 2 años	Más de 2 años	Total
Deudas comerciales y otras deudas	2.503.615.553	2.098.469.904	1.421.527.386	373.304.382	6.396.917.225
Préstamos	4.392.466.351	5.659.952.763	8.605.249.052	31.592.327.904	50.249.996.070
Total	6.896.081.904	7.758.422.667	10.026.776.438	31.965.632.286	56.646.913.295

5.2 Administración del riesgo de capital

Los objetivos del Grupo al administrar el capital son garantizar la correcta operación del Grupo, propiciar su crecimiento, cumplir con los compromisos financieros asumidos y generar retornos a sus accionistas manteniendo una estructura de capital óptima.

Consistente con la industria, el Grupo monitorea su capital sobre la base del ratio de “Deuda Consolidada sobre EBITDA Ajustado”. Este ratio se calcula dividiendo los préstamos netos por el EBITDA. Los préstamos netos corresponden al total de préstamos (incluyendo los préstamos corrientes y no corrientes) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El EBITDA ajustado representa las ganancias operativas menos gastos operativos (incluyendo gastos de venta, de administración, siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos) más las amortizaciones, depreciaciones y cualquier otro gasto que no sea realizado en efectivo (siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.2 Administración del riesgo de capital (Cont.)

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad ha tomado endeudamiento a largo plazo, principalmente a través de la ON co-emisión II de GMSA y CTR por un monto de USD 80.000.000.

Esta emisión ha permitido mejorar el perfil de la deuda, extendiendo plazo de vencimiento. Los ratios de deuda consolidada sobre EBITDA ajustado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 fueron los siguientes:

	31.12.19	31.12.18
Total préstamos (*)	36.804.670.975	34.716.089.841
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(1.704.681.676)	(844.807.968)
Deuda neta	35.099.989.299	33.871.281.873
EBITDA (1)	10.129.808.650	7.881.981.637
Deuda neta / EBITDA	3,47	4,30

(1) Cifras no cubiertas por el informe de auditoría.

NOTA 6: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

Las estimaciones efectuadas y los juicios contables aplicados son evaluados continuamente y están basados en experiencias pasadas y otros factores que son razonables bajo las circunstancias existentes.

La preparación de los estados financieros requiere que el Grupo realice estimaciones y evaluaciones acerca del futuro. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros consolidados. Las estimaciones que tienen un riesgo significativo de causar ajustes al importe de los activos y pasivos durante el siguiente ejercicio se detallan a continuación:

a) Valor razonable de propiedad, planta y equipos

El Grupo ha optado por valorar los terrenos, inmuebles, las instalaciones, y maquinarias y turbinas a valor razonable, utilizando técnicas de flujos de fondos descontados y comparables de mercado.

El valor razonable calculado mediante flujo de fondos descontados fue utilizado para valorar las instalaciones, y maquinarias y turbinas. Este flujo de fondos se elaboró en base a estimaciones con un enfoque en el que se ponderaron diferentes escenarios de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia.

En relación con las estimaciones efectuadas, se han tenido en cuenta las siguientes variables: (i) evolución del tipo de cambio (ii) disponibilidad y despacho de los turbogrupos asociadas a proyecciones de la demanda en función del crecimiento vegetativo (iii), costo de operación y mantenimiento, (iv), cantidad empleados, (v) tasa de descuento utilizada, entre otros. Cada uno de estos escenarios contempla diferentes supuestos respecto de las variables críticas utilizadas.

Los flujos de fondos descontados efectuados al 31 de diciembre de 2019 consideran dos escenarios (pesimista y base) con distintas probabilidades de ocurrencia. Los dos escenarios que surgen a partir de los cuadros tarifarios vigentes y se combinan con distintas alternativas de despacho de los turbogrupos.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 6: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS (Cont.)

a) Valor razonable de propiedad, planta y equipos (Cont.)

Los criterios considerados en cada uno de los escenarios son:

1. Escenario denominado base: en este caso El Grupo contempla: una disponibilidad promedio histórica y un despacho esperado en función a proyecciones de la demanda de energía con un crecimiento vegetativo. Probabilidad de ocurrencia asignada 70%.

2. Escenario denominado pesimista: en este caso El Grupo contempla: una disponibilidad promedio histórica y un menor despacho esperado de la demanda de energía. Probabilidad de ocurrencia asignada 30%.

En todos los escenarios se utilizó una tasa de descuento en dólares que contempla los escenarios futuros de alrededor del 11,51%.

Los porcentajes de probabilidad de ocurrencia asignados se sustentan principalmente en la ocurrencia de distintos hechos pasados (experiencia).

Los resultados reales podrían diferir de las estimaciones, y, por lo tanto, los flujos de fondos proyectados podrían verse afectados de manera significativa si alguno de los factores mencionados cambia en el futuro cercano.

El Grupo no está en condiciones de asegurar que el comportamiento futuro de las variables mencionadas anteriormente estará en línea con lo proyectado, pudiendo así generarse diferencias entre los flujos de fondos estimados y los realmente alcanzables.

La determinación del valor razonable de la propiedad, planta y equipo se ve significativamente afectado por la cotización del dólar. Esta situación, las discusiones de los procesos de valoración y los resultados son discutidos y aprobados por el Directorio de las Sociedades al menos una vez por año.

No obstante, si el flujo de fondos descontado difiriese en un 10% de las estimaciones de la Dirección, el Grupo necesitaría:

- Incrementar el valor razonable de los terrenos, las instalaciones, maquinarias y edificios en \$ 3.926 millones, si fuese favorable; o
- Disminuir el valor razonable de los terrenos, las instalaciones, maquinarias y edificios en \$ 3.926 millones, si no fuese favorable.

b) Deterioro del valor de los activos

Los activos de larga duración son revisados por deterioro al nivel más bajo para el que haya flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo o UGE).

Las plantas de producción de energía eléctrica de las sociedades subsidiarias o asociadas de ASA constituyen una unidad generadora de efectivo, ya que representan el nivel más bajo de desagregación de activos que genera flujos de efectivo independiente.

Los activos sujetos a depreciación se revisan por deterioro cuando eventos o circunstancias indican que el valor en libros puede no ser recuperable.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 6: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS (Cont.)

b) Deterioro del valor de los activos (Cont.)

Al evaluar si existe algún indicio de que una unidad generadora de efectivo podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas de información. Se consideran hechos y circunstancias específicas, que por lo general incluyen la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de cada una de las UGE y la condición del negocio en términos de factores de mercado y económicos, tales como el costo de las materias primas, el marco regulatorio de la industria energética, las inversiones en capital proyectadas y la evolución de la demanda energética. Una pérdida por deterioro es reconocida cuando el valor contable del activo excede a su valor recuperable. El valor recuperable es el mayor entre el valor en uso del activo y el valor razonable menos los costos de venta. Cualquier pérdida por deterioro se distribuirá (para reducir el importe en libros de los activos de la UGE) en el siguiente orden:

- a) en primer lugar, para reducir el importe en libros del valor llave asignado a la unidad generadora de efectivo, y
- b) luego, a los demás activos de la unidad (o grupo de unidades), prorratados en función del importe en libros de cada activo en la unidad (grupo de unidades), teniendo en cuenta no reducir el importe en libros del activo por debajo del mayor entre su valor razonable menos los costos de venta, su valor en uso o cero.
- c) el importe de la pérdida por deterioro del valor que no puede ser distribuida al activo en cuestión, se repartirá proporcionalmente entre los demás activos que componen la UGE.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento.

c) Impuesto a las ganancias corriente y diferido / Impuesto a la ganancia mínima presunta

El Grupo registra los impuestos a las ganancias empleando el método del impuesto diferido. En consecuencia, los activos y pasivos por impuesto diferido se reconocen según las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los valores de libros de los activos y pasivos existentes y sus respectivas bases imponibles. Los activos y pasivos por impuesto diferido se valúan usando las alícuotas impositivas sancionadas que teóricamente se deberán aplicar sobre el ingreso imponible en los ejercicios en los que se espera cancelar dichas diferencias temporarias. Se requiere un grado importante de juicio para determinar la provisión para el impuesto a las ganancias dado que la Gerencia tiene que evaluar periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable esté sujeta a interpretación y, en caso necesario, establecer provisiones en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal final de estos asuntos sea diferente de los importes que se reconocieron inicialmente, tales diferencias tendrán efecto sobre el impuesto a las ganancias y los impuestos diferidos en el ejercicio en que se realice tal determinación.

Existen muchas transacciones y cálculos para los cuales la última determinación de impuestos es incierta. La Sociedad reconoce pasivos impositivos de manera anticipada basados en estimaciones acerca de si se deberán pagar impuestos adicionales en el futuro. Cuando el resultado final impositivo de estas cuestiones difiera de los montos reconocidos inicialmente, dichas diferencias tendrán un impacto en los activos y pasivos por impuesto a las ganancias corriente y diferido en el período en que dicha determinación fue realizada.

El activo por impuesto diferido se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en función de la probabilidad de que la base imponible suficiente esté disponible para permitir que estos activos sean recuperados total o parcialmente. Los activos y pasivos diferidos no son descontados. Al evaluar la realización de los activos por impuestos diferidos, la Gerencia considera que es probable que alguno o todos los activos por impuesto diferido no se realicen.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 6: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS (Cont.)

c) Impuesto a las ganancias corriente y diferido / Impuesto a la ganancia mínima presunta (Cont.)

La realización de activos por impuesto diferido depende de la generación de ganancias imponibles futuras en los períodos en los cuales estas diferencias temporarias sean deducibles. La Gerencia considera la reversión programada de los pasivos por impuesto diferido, las ganancias imponibles futuras proyectadas y las estrategias de planificación impositivas para realizar esta evaluación.

d) Provisiones

Se ha constituido para cubrir eventuales situaciones contingentes relacionadas con el giro de sus negocios y otros riesgos diversos que podrían originar obligaciones para el Grupo. En la estimación de sus montos y probabilidad de concreción se ha considerado la opinión de los asesores legales del Grupo.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Gerencia del Grupo entiende que no existen elementos que permitan determinar que otras contingencias puedan materializarse y generar un impacto negativo en los presentes estados financieros consolidados.

e) Provisiones por créditos incobrables

Se constituye en base a un análisis del comportamiento histórico de las cuentas a cobrar lo que permite estimar la recuperabilidad de la cartera de créditos.

La previsión por créditos incobrables fue de \$ 2.750.107 y \$ 4.230.557 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Para más información sobre los saldos de la previsión para créditos incobrables, ver nota 19 de estos estados financieros consolidados.

f) Planes de beneficios definidos

GMSA, CTR y GROSA determina los pasivos relacionados con las bonificaciones por antigüedad acumuladas y con los planes de beneficios al personal contemplando todos los derechos devengados por los beneficiarios de los planes hasta el cierre del período, en base a un estudio actuarial efectuado por un profesional independiente a esa fecha. El método actuarial utilizado por la Sociedad es el de Unidades de Beneficios Proyectados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 7: PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Rubro	VALORES DE ORIGEN					DEPRECIACIONES					VALOR NETO				
	Valor al inicio del ejercicio	Incorporación por fusión	Aumentos (1)	Disminuciones / Transferencias (2)	Revaluo V. Origen	(Desvalorización) / Recupero	Valor al cierre del ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Incorporación por fusión	Del ejercicio	Revaluo Amort. Acum.	(Desvalorización) / Recupero	Acumuladas al cierre del ejercicio	31.12.19	31.12.18
Terrenos	953.807.588	-	11.986.830	-	-	-	965.794.418	-	-	-	-	-	-	965.794.418	953.807.588
Inmuebles	1.924.261.941	-	-	23.176.166	(55.458.010)	-	1.891.980.097	12.545.297	-	42.912.714	(55.458.011)	-	-	1.891.980.097	1.911.716.644
Instalaciones	4.096.355.019	-	6.614.146	4.015.063	(518.256.055)	-	4.438.729.075	77.857.121	-	276.583.442	(354.449.863)	-	-	4.438.729.075	4.868.498.498
Maquinarias y turbinas	36.866.449.513	-	38.186.399	4.857.195	(4.939.042.685)	-	31.970.450.422	717.559.317	-	1.714.208.895	(2.431.768.212)	-	-	31.970.450.422	36.148.880.196
Equipos de computación y oficina	62.553.205	-	-	-	-	-	66.861.385	40.519.093	-	-	-	-	49.936.943	16.924.442	22.034.112
Rodados	41.486.104	-	284.400	-	-	-	41.770.504	20.784.783	-	4.727.751	-	-	25.512.534	16.258.060	20.701.321
Herramientas	38.876.071	-	9.475.303	2.875.681	-	-	51.220.455	18.091.471	-	10.719.177	-	-	29.410.648	21.819.807	20.184.600
Muebles y útiles	3.770.500	-	-	21.678	-	-	3.792.178	2.933.321	-	346.860	-	-	3.280.181	387.179	867.179
Obras en curso	2.367.207.508	-	6.320.847.285	(35.444.217)	-	-	8.652.610.576	-	-	-	-	-	-	8.652.610.576	2.367.207.508
Construcciones civiles sobre inmueble de terceros	149.057.457	-	169.585	2.030.683	-	-	151.257.725	99.213.914	-	20.919.441	-	-	120.133.355	31.124.370	49.843.543
Instalaciones sobre inmueble de terceros	862.433.977	-	2.809.390	(34.833)	-	-	865.208.534	606.641.003	-	108.262.515	-	-	714.903.518	150.305.016	255.792.974
Maquinarias y turbinas sobre inmueble de terceros	596.045.557	-	-	13.987.802	-	-	610.033.359	319.930.978	-	131.813.095	-	-	451.744.073	158.289.286	276.114.579
Obras en curso sobre inmueble de terceros	2.098.124	-	838.129.820	1.704.051.775	-	-	2.688.219.327	-	-	-	-	-	-	2.688.219.327	2.098.124
Insusmos y repuestos	201.004.788	-	147.684.216	-	-	-	348.688.994	345.446.210	-	-	-	-	-	345.446.210	201.004.788
Total al 31.12.19	49.015.408.653	7.094.963.093	7.408.499.644	1.716.233.601	(5.512.756.750)	123.939.608	52.743.384.755	1.916.676.598	4.575.608	2.319.911.740	(3.841.667.086)	-	1.394.921.252	51.348.463.503	-
Total al 31.12.18	26.168.815.583	7.094.963.093	6.810.425.969	(1.473.000.924)	6.402.177.169	4.012.107.372	49.015.408.653	818.562.779	4.575.608	2.078.823.553	(2.757.162.589)	781.877.247	1.916.676.598	-	47.098.732.054

- (1) Incluye la adquisición de los activos del proyecto de puesta en marcha y ampliación de la planta de generación de energía eléctrica.
- (2) Al 31 de diciembre de 2019, se incluyen transferencias por los bienes mantenidos como disponibles para la venta al 31 de diciembre de 2018 (Nota 10).

Información requerida por el Anexo A, en cumplimiento del Art. 1, Cap. III, Título IV del Texto Ordenado de la CNV.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17
(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 8: INFORMACIÓN SOBRE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS

a) Información sobre subsidiarias

El Grupo lleva a cabo sus negocios a través de varias subsidiarias operativas. Ver composición del Grupo Económico, porcentajes de participación, criterios de significatividad y otra información relevante sobre las subsidiarias del Grupo en Nota 4.2.

GROSA

El 27 de abril de 2011 la Asamblea General Ordinaria de Central Térmica Sorrento S.A. aprobó por unanimidad el contrato de alquiler con GROSA, siendo el objeto del mismo la locación del inmueble como así también de los activos incorporados a la Central, incluyendo el generador, equipamiento y demás bienes de uso y repuestos disponibles. El contrato entró en vigencia a partir del 15 de noviembre de 2010 (con un período de gracia de 9 meses) y tiene un plazo establecido de 10 años, con opción de renovación por 7 años adicionales. La facturación del primer canon fue el 1 de agosto de 2011.

Adicionalmente, las partes acordaron que GROSA efectuara pagos por cuenta y orden de Central Térmica Sorrento S.A. en relación a gastos e impuestos que reconozcan causa u origen anterior al 1º de noviembre de 2010 por hasta la suma de \$4.000.000, pactándose un interés compensatorio del 18% nominal anual. La devolución de estos conceptos (deuda más interés compensatorio) por parte de Central Térmica Sorrento S.A. será efectuada en 42 cuotas mensuales y consecutivas. Por último, y habida cuenta del contrato de alquiler mencionado precedentemente, las partes acordaron compensar los saldos recíprocos.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados especiales se encuentran efectivamente compensadas las primeras 35 cuotas del acuerdo mencionado anteriormente con saldos correspondientes a los cánones fijos facturados por Central Térmica Sorrento S.A. desde agosto de 2011 hasta junio de 2014 inclusive, quedando un saldo a compensar de \$715.565. De haberse facturado el último canon fijo del contrato de alquiler, correspondiente a julio de 2014, y los cánones variables de los períodos comprendidos entre agosto de 2014 y enero de 2015, se habrían reducido parcialmente los saldos por compensar por estos conceptos.

El día 23 de diciembre de 2015 se decretó la apertura del Concurso Preventivo de Central Térmica Sorrento S.A. Esta situación no afecta al contrato de locación mencionado anteriormente ni a la operatoria en cuanto a la generación eléctrica.

El día 10 de noviembre de 2016 se cerró sin acuerdo una mediación por desalojo del inmueble objeto del contrato de locación mencionado en el párrafo precedente. GROSA estima altamente improbable que ocurra el desalojo en cuestión en atención a que no le asiste a Central Térmica Sorrento S.A. derecho alguno a obtener el mismo.

En el marco del expediente caratulado “Central Térmica Sorrento S.A. c/ Generación Rosario S.A. s/Medidas Precautorias” se ordenó un embargo sobre los fondos que CAMMESA debiera liquidarle a Generación Rosario S.A. por la suma de \$ 13.816.696 con más la suma de \$ 6.900.000 en concepto de intereses, el cual fue efectivizado por CAMMESA en su liquidación de fecha 12 de diciembre de 2017. En respuesta a esta resolución, con fecha 17 de abril de 2018, se substituyó el embargo decretado contra GROSA por una póliza de seguro de caución. En este sentido, el 28 de junio del 2018 las sumas embargadas fueron restituidas a la Sociedad.

Asimismo, se decidió promover el pago de los cánones mensuales correspondientes al alquiler antes mencionado mediante consignación judicial en el Expediente “Generación Rosario S.A. C/ Central Térmica Sorrento s/ Consignación”.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 8: INFORMACIÓN SOBRE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS (Cont.)

a) Información sobre subsidiarias (Cont.)

GECEN

GECEN ha incurrido en pérdidas significativas acumuladas de \$ 638.278.637 que provocan que al 31 de diciembre de 2019 las pérdidas acumuladas superen al capital social. Tal situación haría encuadrar a GECEN en la disposición del inciso 5 del artículo 94 y el artículo 206 de la Ley General de Sociedades Comerciales N° 19.550, no obstante lo cual con la entrada en vigencia el día 23 de diciembre de 2019 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública N°27.541 y reglamentarias se suspendió, por el artículo 59 del Título VII, hasta el 31 de diciembre de 2020, la aplicación del inciso 5 del artículo 94 y del artículo 206 de la Ley General de Sociedades N°19.550. Por su parte, ASA como accionista del 95 % de las acciones ha manifestado su voluntad de continuar dando su apoyo financiero a GECEN.

b) Información financiera resumida de subsidiarias con participación no controladora significativa

Las participaciones no controladoras en las subsidiarias no son significativas para el Grupo.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la asociada del Grupo es Solalban Energía S.A.

Durante el año 2008, ASA se asoció con un 42% de participación, con Solvay Indupa S.A.I.C. para constituir Solalban Energía S.A., con el objeto de construir una central térmica con una capacidad de generación de 165 MW ubicada en el polo petroquímico de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires.

La evolución en la inversión en asociadas del Grupo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	<u>31.12.19</u>	<u>31.12.18</u>
Inicio del ejercicio	387.612.546	848.854.199
Dividendos asignados	-	(13.314.642)
Resultado por participación en asociada	(144.591.117)	(447.927.011)
Cierre del ejercicio	<u>243.021.429</u>	<u>387.612.546</u>

A continuación, se detallan las inversiones y los valores de las participaciones mantenidas por la Sociedad en la asociada al 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como también la participación de la Sociedad en los resultados de esta compañía por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Denominación del ente emisor	Actividad principal	% de participación accionaria		Valor patrimonial proporcional		Participación de la Sociedad sobre los resultados	
		31.12.19	31.12.18	31.12.19	31.12.18	31.12.19	31.12.18
Sociedades Asociadas	Energía eléctrica	42%	42%				
Solalban Energía S.A.				243.021.429	387.612.546	(144.591.117)	(447.927.011)
				243.021.429	387.612.546	(144.591.117)	(447.927.011)

Información requerida por el Anexo C, en cumplimiento del Art. 1, Cap. III, Título IV del Texto Ordenado de la CNV.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 8: INFORMACIÓN SOBRE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS (Cont.)

b) Información financiera resumida de subsidiarias con participación no controladora significativa (Cont.)

Estado de situación financiera resumido:

	31.12.19	31.12.18
Total del activo no corriente	569.202.822	956.547.612
Total del activo corriente	552.987.745	808.656.161
Total del activo	1.122.190.567	1.765.203.773
Total del patrimonio	578.622.452	922.887.021
Total del pasivo no corriente	129.206.859	218.153.878
Total del pasivo corriente	414.361.256	624.162.874
Total del pasivo	543.568.115	842.316.752
Total del pasivo y patrimonio	1.122.190.567	1.765.203.773

Estado de resultados y estado de resultados integrales resumidos:

	31.12.19	31.12.18
Ingresos por ventas	2.531.299.267	3.837.846.953
Resultado del ejercicio	(344.264.566)	(1.066.499.360)
Total de resultados integrales del ejercicio	(344.264.566)	(1.066.499.360)

Estado de flujo de efectivo:

	31.12.19	31.12.18
Flujos de efectivo generados por (utilizados en) las actividades operativas	102.938.197	(29.395.986)
Flujos de efectivo (aplicados a) las actividades de inversión	(52.174.956)	(15.077.589)
Flujos de efectivo (aplicados a) las actividades de financiación	-	(31.722.709)
RECPAM del efectivo	-	(7.149.918)
Aumento (Disminución) de efectivo del ejercicio	50.763.241	(83.346.202)

La información precedente refleja los saldos presentados en los estados financieros de la asociada (y no la participación del Grupo en esos montos) adecuados por las diferencias de políticas contables de valorar las propiedades, plantas y equipo bajo el modelo de revaluación.

NOTA 9: INVENTARIOS

	31.12.19	31.12.18
<u>Corrientes</u>		
Insumos y materiales	248.121.145	201.798.357
	248.121.145	201.798.357

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 10: ACTIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA

	31.12.19	31.12.18
<u>Corrientes</u>		
Obra en curso	-	1.597.020.442
Anticipos proveedores	-	906.389.769
Desvalorización	-	(123.939.608)
	-	2.379.470.603

NOTA 11: OTROS CRÉDITOS

	Nota	31.12.19	31.12.18
<u>No corrientes</u>			
Impuesto al valor agregado		141.555.582	152.639
Impuesto a la ganancia mínima presunta		94.470.854	145.326.784
Otros créditos fiscales		784.124	-
Sub-total créditos fiscales		236.810.560	145.479.423
Sociedades relacionadas	34	18.154.808	27.927.977
Otros créditos con C.T. Sorrento		2.124.839	3.268.691
Previsión para créditos	20	(1.859.200)	(2.860.052)
		255.231.007	173.816.039
<u>Corrientes</u>			
Impuesto al valor agregado		74.249.022	558.552.931
Saldo a favor impuesto a los ingresos brutos		17.883.295	35.975.765
Impuesto ley 25.413		128.232.089	91.405.500
Otros créditos fiscales		7.710.445	21.857.366
Subtotal créditos fiscales		228.074.851	707.791.562
Anticipos a proveedores		2.460.114.100	338.490.381
Seguros a devengar		106.015.529	30.092.839
Sociedades relacionadas	34	10.279.486	16.949.786
Anticipos Directores	34	-	4.980.324
Préstamos Directores / Accionistas	34	59.952.775	89.981.984
Accionistas	34	182.449.537	333.880.119
Diversos		7.552.048	39.954.046
		3.054.438.326	1.562.121.041

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 12: CRÉDITOS POR VENTAS

	Nota	31.12.19	31.12.18
No Corrientes			
Acreencias CAMMESA, netas	40	-	225.561.717
		-	225.561.717
Corrientes			
Deudores por ventas		3.154.655.348	1.596.931.249
Acreencias CAMMESA, netas	40	-	95.705.837
Ventas no facturadas		1.527.706.004	1.208.781.103
Previsión para deudores incobrables	20	(2.750.107)	(4.230.557)
		4.679.611.245	2.897.187.632

Los créditos por ventas a largo plazo son medidos a su valor presente utilizando una tasa de mercado. El importe así obtenido no difiere de su valor razonable.

Los movimientos de la previsión para créditos por ventas y otros créditos son los siguientes:

	Para créditos por ventas	Para otros créditos
Saldo al 31 de diciembre de 2018	4.230.557	2.860.052
Aumentos / (Disminuciones) (1)	81.567	-
RECPAM	(1.562.017)	(1.000.852)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	2.750.107	1.859.200

(1) El cargo se expone en gastos de comercialización.

Información requerida por el Anexo E, en cumplimiento del Art. 1, Cap. III, Título IV del Texto Ordenado de la CNV.

NOTA 13: EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	31.12.19	31.12.18
Caja	603.853	969.555
Valores a depositar	660.717	-
Bancos	1.480.118.188	278.295.451
Fondos comunes de inversión	223.298.918	565.542.962
Efectivo y equivalentes de efectivo (excluyendo descubiertos bancarios)	1.704.681.676	844.807.968

A efectos del estado de flujos de efectivo, el efectivo, equivalentes de efectivo y los descubiertos bancarios incluyen:

	31.12.19	31.12.18
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.704.681.676	844.807.968
Efectivo y equivalentes de efectivo (incluyendo descubiertos bancarios)	1.704.681.676	844.807.968

NOTA 14: ESTADO DE CAPITAL SOCIAL

El capital social suscrito e inscrito al 31 de diciembre de 2019 asciende a \$ 64.451.745.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 15: DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

Dividendos

Se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2020 estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2021 en adelante estarán sujetos a retención del 13%.

Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que exceda las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación).

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 General de Sociedades, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultados integrales del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social.

Debido a la emisión de ON Internacional, ASA debe cumplir ratios a nivel consolidado para poder distribuir dividendos.

Con fecha 7 de marzo de 2019 la Asamblea de Accionistas de Albanesi S.A. aprobó la desafectación parcial de los fondos que constituyen la Reserva Facultativa y la distribución de dividendos en efectivo entre los accionistas en proporción a sus tenencias accionarias, por la suma de \$ 354.000.000.

NOTA 16: DEUDAS COMERCIALES

	<u>Nota</u>	<u>31.12.19</u>	<u>31.12.18</u>
<u>No Corrientes</u>			
Proveedores		1.466.099.378	1.793.046.386
		<u>1.466.099.378</u>	<u>1.793.046.386</u>
<u>Corrientes</u>			
Proveedores		3.233.970.091	3.109.070.193
Provisión por facturas a recibir		259.567.208	349.093.663
Sociedades relacionadas	34	2.609.749.365	1.095.862.982
		<u>6.103.286.664</u>	<u>4.554.026.838</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 17: OTRAS DEUDAS

	Nota	31.12.19	31.12.18
<u>No Corrientes</u>			
Otros ingresos a devengar		1.930.096	1.785.382
		1.930.096	1.785.382
<u>Corriente</u>			
Sociedades relacionadas	34	368.816	1.457.894
Honorarios Directores	34	-	46.149.721
Otros ingresos a devengar		293.179	451.004
		661.995	48.058.619

Las otras deudas a largo plazo son medidas a su valor presente utilizando una tasa de mercado. El importe así obtenido no difiere significativamente de su valor razonable.

NOTA 18: PRÉSTAMOS

	31.12.19	31.12.18
<u>No corrientes</u>		
Deuda por arrendamiento financiero	81.392.510	126.689.570
Obligaciones Negociables	7.999.312.212	5.289.020.204
Bono internacional	20.122.314.756	19.484.468.190
Deuda préstamo del exterior	3.218.400.194	3.509.911.238
Otras deudas bancarias	148.765.723	145.514.264
	31.570.185.395	28.555.603.466
<u>Corrientes</u>		
Deuda por arrendamiento financiero	52.401.712	55.833.302
Préstamo sindicado	399.189.285	1.509.058.609
Otras deudas bancarias	1.552.705.932	1.984.581.944
Deuda préstamo del exterior	729.093.848	944.519.208
Obligaciones Negociables	1.696.090.240	857.919.373
Bono internacional	805.004.563	799.233.183
CAMMESA	-	9.340.756
	5.234.485.580	6.160.486.375

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Al 31 de diciembre de 2019, la deuda financiera total es de \$36.805 millones. El siguiente cuadro muestra la deuda total a dicha fecha.

	Tomador	Capital	Saldo al 31.12.19	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
			(Pesos)	(%)			
Contrato de Crédito							
Cargill	GMSA	USD 15.000.000	976.718.615	LIBOR + 4,25%	USD	16/02/2018	29/01/2021
Credit Suisse AG London Branch	GECE	USD 24.848.563	1.506.999.470	13,09%	USD	25/04/2018	20/03/2023
Credit Suisse AG London Branch	GECE	USD 24.383.333	1.463.775.957	7,75%	USD	25/04/2018	20/03/2023
Subtotal			3.947.494.042				
Sindicado							
ICBC / Hipotecario / Citibank	GMSA	\$ 396.500.000	399.189.285	TM20 + 8,00%	ARS	27/12/2019	27/12/2020
			399.189.285				
Títulos de Deuda							
ON Internacional	GMSA/CTR	USD 336.000.000	20.927.319.319	9,625%	USD	27/07/2016	27/07/2023
ON Clase I Coemisión	GMSA/CTR	USD 4.521.000	319.603.030	6,68%	USD	11/10/2017	11/10/2020
ON Clase II Coemisión	GMSA/CTR	USD 80.000.000	4.728.705.163	15,00%	USD	05/08/2019	05/05/2023
ON Clase III Coemisión	GMSA/CTR	USD 25.730.783	1.516.165.641	8,00% hasta la primera fecha de amortización 13,00% hasta la segunda fecha de amortización	USD	04/12/2019	12/04/2021
ON Clase VI	GMSA	USD 6.640.279	401.513.510	8,00%	USD	16/02/2017	16/02/2020
ON Clase VIII	GMSA	\$ 312.884.660	327.337.502	BADLAR + 5%	ARS	28/08/2017	28/08/2021
ON Clase X	GMSA	USD 28.148.340	1.668.374.179	8,50% hasta la primera fecha de amortización 10,50% hasta la segunda fecha de amortización 13,00% hasta la tercera fecha de amortización	USD	04/12/2019	16/02/2021
ON Clase II	CTR	\$ 108.000.000	109.334.756	BADLAR + 2%	ARS	17/11/2015	17/11/2020
ON Clase IV	CTR	\$ 291.119.753	354.258.487	BADLAR + 5%	ARS	24/07/2017	24/07/2021
ON Clase III	ASA	\$ 255.826.342	270.110.184	BADLAR + 4,25%	ARS	15/06/2017	15/06/2021
Subtotal			30.622.721.771				
Otras deudas							
Préstamo Supervielle	GMSA	USD 1.015.426	61.259.205	9,90%	USD	07/08/2019	04/02/2020
Préstamo Macro	GMSA	USD 3.333.333	200.672.521	9,00%	USD	30/08/2018	12/01/2021
Préstamo Chubut	GMSA	USD 170.340	10.239.812	10,50%	USD	18/07/2019	18/01/2020
Préstamo Chubut	GMSA	USD 672.850	40.454.888	11,00%	USD	18/10/2019	16/04/2020
Préstamo Chubut	GMSA	USD 836.993	50.203.017	11,00%	USD	25/11/2019	25/05/2020
Préstamo Chubut	GMSA	USD 1.000.000	60.034.392	11,00%	USD	23/12/2019	23/06/2020
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 135.000.000	139.532.671	64,50%	ARS	15/11/2019	07/02/2020
Préstamo Ciudad	CTR	USD 5.018.181	307.701.313	7,90%	USD	04/08/2017	04/08/2021
Préstamo BAPRO	CTR	USD 10.600.000	655.705.255	4,00%	USD	03/01/2018	15/07/2020
Préstamo ICBC	CTR	\$ 74.725.000	75.250.259	TM20 + Spread 8%	ARS	27/12/2018	27/12/2020
Préstamo Macro	CTR	USD 1.666.667	100.418.322	9,00%	USD	28/12/2018	12/12/2020
Arrendamiento financiero	GMSA/CTR		133.794.222				
Subtotal			1.835.265.877				
Total deuda financiera			36.804.670.975				

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Los vencimientos de los préstamos del Grupo y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	31.12.19	31.12.18
Tasa fija		
Menos de 1 año	3.749.229.821	4.293.846.539
Entre 1 y 2 años	5.957.821.610	3.893.733.264
Entre 2 y 3 años	3.110.887.423	9.920.372
Más de 3 años	21.340.738.811	19.476.484.345
	34.158.677.665	27.673.984.520
Tasa variable		
Menos de 1 año	1.485.255.759	1.866.639.836
Entre 1 y 2 años	1.127.291.037	915.026.028
Entre 2 y 3 años	33.418.538	1.571.403.937
Más de 3 años	27.976	2.689.035.520
	2.645.993.310	7.042.105.321
	36.804.670.975	34.716.089.841

El valor razonable de las obligaciones internacionales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 y 2018 asciende aproximadamente a \$ 12.778 y \$ 17.326 millones, respectivamente. Dicho valor fue calculado en base al precio de mercado estimado de las obligaciones negociables internacionales de la Sociedad al cierre de cada ejercicio. La categoría de valor razonable aplicable sería de Nivel 1.

Respecto de los préstamos restantes, los nominados a tasa variable se encuentran valuados a su valor razonable. Los préstamos a tasa fija, dado la proximidad de su emisión no difieren significativamente de su valor razonable.

Los valores razonables se basan en el valor presente de los flujos de efectivo contractuales, utilizando una tasa de descuento derivada de precios de mercado observables de otros instrumentos de deuda similares más el correspondiente riesgo crediticio.

Con motivo de la emisión internacional de Obligaciones Negociables, la Sociedad ha asumido ciertos compromisos estándares para este tipo de emisiones, cuyas condiciones específicas se encuentran detalladas en el prospecto público correspondiente. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, la Sociedad cumple con todos los compromisos asumidos.

Los préstamos del Grupo están denominados en las siguientes monedas:

	31.12.19	31.12.18
Pesos argentinos	1.712.148.026	2.551.319.345
Dólares americanos	35.092.522.949	32.164.770.496
	36.804.670.975	34.716.089.841

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

La evolución de los préstamos del Grupo durante el ejercicio fue la siguiente:

	31.12.19	31.12.18
Préstamos al inicio	34.716.089.841	17.615.970.944
Préstamos recibidos	9.701.523.360	15.891.135.374
Préstamos pagados	(8.460.313.348)	(9.763.549.713)
Condonación de deuda CAMMESA	-	(501.570.818)
Intereses devengados	4.124.488.559	4.002.295.434
Intereses pagados	(3.533.435.109)	(3.095.007.091)
Diferencia de cambio	15.762.043.363	21.839.772.641
Incorporación por fusión	-	5.178.794.838
Gastos activados	(347.085.276)	(577.255.866)
RECPAM	(15.158.640.415)	(15.874.495.902)
Préstamos al cierre	36.804.670.975	34.716.089.841

a) Emisión internacional de obligaciones negociables

Con fecha 7 de julio de 2016 GMSA, Generación Frías S.A. y CTR obtuvieron, mediante Resolución 18.110 de la CNV, la autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de ON, simples, no convertibles en acciones, garantizadas y no subordinadas. El 27 de julio de 2016 se emitieron ON por un monto de USD 250 millones con vencimiento a 7 años. Las ON están incondicionalmente garantizadas en su totalidad por ASA.

Las ON tienen la calificación B2 (Moody's).

Esta emisión permitió financiar las inversiones en el marco de los planes de expansión de la compañía, a raíz de la adjudicación por SE de Contratos de Demanda Mayorista mediante Resolución 115/2016 del 14 de junio de 2016 así como los proyectos en desarrollo de los Co-emisores totalizando obras para la instalación de 460 MW nominales. Además, permitió mejorar el perfil financiero de los Co-emisores a través de la precancelación de préstamos existentes a la fecha de emisión, logrando un plazo de financiamiento acorde a los proyectos a financiar, así como una baja considerable en los costos de financiación logrando eficiencia financiera y la liberación de garantías.

Con fecha 8 de noviembre de 2017 GMSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución RESFC-2017-19033-APN-DIR#CNV de la CNV, la autorización para la reapertura de la ON internacional. El 5 de diciembre de 2017 se emitieron ON por un monto de USD 86 millones, llegando el valor nominal a USD 336 millones. Las ON tienen las mismas condiciones que la emisión original.

Con fecha 8 de marzo de 2019 GMSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de la CNV, la autorización para ampliar hasta USD 300.000.000 el programa de la co-emisión de ON.

ON Internacional:

Capital: Valor nominal: USD 336.000.000; valor asignado a GMSA: USD 266.000.000 (considerando efecto fusión Generación Frías S.A.) y valor asignado a CTR: USD 70.000.000.

Intereses: Tasa Fija 9,625%

Plazo y forma de cancelación: los intereses de la ON Internacional serán pagados semestralmente, en forma vencida, en las siguientes fechas: el 27 de enero y el 27 de julio de cada año, comenzando el 27 de enero de 2017 y finalizado en la fecha de vencimiento.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

a) Emisión internacional de obligaciones negociables (Cont.)

ON Internacional: (Cont.)

El capital de las ON será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento, siendo ésta el 27 de julio de 2023.

El saldo de capital por dicha ON Internacional al 31 de diciembre de 2019 asciende a USD 336.000.000.

Con motivo de la emisión internacional de Obligaciones Negociables, el Grupo ha asumido ciertos compromisos estándares para este tipo de emisiones, cuyas condiciones específicas se encuentran detalladas en el prospecto público correspondiente. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo cumple con todos los compromisos asumidos.

b) Obligaciones negociables

Al 31 de diciembre de 2019 existen en circulación ON Clase VI, VIII y X (emitidas por GMSA); ON Clase I, II y III Co-emisión (emitidas por GMSA y CTR); ON Clase II y IV (emitidas por CTR); y ON Clase III (emitidas por ASA) por los montos y condiciones detalladas debajo. Adicionalmente, durante el presente ejercicio se canceló ON Clase VII (GMSA).

b.1) ON GMSA

Con fecha 17 de octubre de 2012 GMSA obtuvo, mediante Resolución 16942 de la CNV, la autorización para: (i) el ingreso de GMSA al régimen de oferta pública; y (ii) la creación de un programa global para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), por un valor nominal total en circulación de hasta USD 100.000.000 o su equivalente en otras monedas, en una o más clases o series.

En línea con el párrafo anterior, con fecha 26 de septiembre de 2017 GMSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de la CNV, la autorización para la creación de un programa para la co-emisión en el mercado local de ON, simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal total en circulación de hasta USD 100 millones o su equivalente en otras monedas.

ON Clase VI:

Capital: Valor nominal: USD 34.696.397.

Intereses: 8% nominal anual, pagaderos trimestralmente desde el 16 de mayo de 2017 y hasta su vencimiento.

Plazo y forma de cancelación: único pago a los 36 meses desde el día de la liquidación de fondos.

La integración se realizó en efectivo y en especie, en este último caso mediante el canje de la ON Clase V por USD 448.262.

Los fondos obtenidos con la emisión de las ON Clase VI fueron destinados a inversión en activos fijos de los distintos proyectos de ampliación de GMSA y refinanciación de pasivos, mejorando el perfil financiero de la Sociedad.

Con la emisión de las ON Clase X se logró un canje del 80.86% del capital emitido bajo la ON Clase VI.

Tras el canje arriba mencionado, el saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2019 asciende a USD 6.640.279.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.1) ON GMSA (Cont.)

ON Clase VIII:

Con fecha 28 de agosto de 2017 se realizó la emisión de la ON Clase VIII cuya suscripción se hizo íntegramente en especie.

Capital: Valor nominal: \$ 312.884.660.

Intereses: Tasa BADLAR Bancos privados más un margen del 5%. Pagaderos trimestralmente desde el 29 de noviembre de 2017 y hasta su vencimiento.

Plazo y forma de cancelación: único pago a los 48 meses desde el día de la liquidación de fondos.

Los fondos obtenidos con la emisión de las ON Clase VIII fueron destinados íntegramente a la refinanciación de pasivos mejorando el perfil de la deuda financiera de la Sociedad.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2019 asciende a \$312.884.660.

ON Clase X:

Con fecha 4 de diciembre de 2019 la Sociedad emitió ON clase X integrado en su totalidad con el canje de la ON Clase VI bajo las condiciones siguientes:

Capital: valor nominal: USD 28.148.340.

Intereses: 8.5% nominal anual, pagaderos desde la fecha de emisión y liquidación hasta el 16 de febrero de 2020 inclusive, luego 10.5% nominal anual, pagaderos trimestralmente hasta el 16 de agosto de 2020 y del 13% en adelante pagaderos trimestralmente hasta su vencimiento el 16 de febrero de 2021.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en tres cuotas, la primera el 16 de febrero 2020 por el 10% del capital, la segunda el 16 de agosto de 2020 por el 20% del mismo y la tercera el 16 de febrero de 2021 por el 70% del capital.

La emisión permitió canjear el 80,86% del monto oportunamente emitido bajo la Co-Emisión GMSA-CTR Clase I, mejorando el perfil de vencimientos de la deuda financiera de la Sociedad.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre asciende a USD 28.148.340.

b.2) ON CTR

Con fecha 8 de agosto de 2014 CTR obtuvo, mediante Resolución 17.413 de la CNV, la autorización para: (i) el ingreso de CTR al régimen de oferta pública; y (ii) la creación de un programa global para la emisión de ON simples (no convertibles en acciones), por un valor nominal total en circulación de hasta USD 50.000.000 o su equivalente en otras monedas, en una o más clases o series.

Asimismo, con fecha 26 de septiembre de 2017, GMSA y CTR obtuvieron, mediante la Resolución RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de la CNV, la autorización para la creación de un programa para la co-emisión en el mercado local de ON, simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal total en circulación de hasta USD 100 millones o su equivalente en otras monedas.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.2) ON CTR (Cont.)

ON Clase II:

Con fecha 17 de noviembre de 2015 CTR emitió ON clase II. Las ON Clase II han sido calificadas como una inversión productiva computable en el marco del inciso k) del artículo 35.8.1 del Reglamento General de la Actividad Aseguradora (Resolución SSN 21.523/1992), conforme comunicación número 4841 de la Superintendencia de Seguros de la Nación, de fecha 6 de noviembre de 2015.

Capital: valor nominal: \$270.000.000.

Los intereses de las ON Clase II serán pagados trimestralmente, en forma vencida. La pimer fecha de pago corresponde al 17 de agosto de 2017 mientras que la última fecha de pago será el 17 de noviembre de 2020.

Intereses: tasa BADLAR Bancos privados más un margen del 2%.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON es amortizado en diez (10) cuotas consecutivas, pagaderas trimestralmente, equivalentes al 10% del valor nominal de las ON, en las siguientes fechas: 17 de agosto de 2018, 17 de noviembre de 2018, 17 de febrero de 2019, 17 de mayo de 2019, 17 de agosto de 2019, 17 de noviembre de 2019, 17 de febrero de 2020, 17 de mayo de 2020, 17 de agosto de 2020 y 17 de noviembre de 2020. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el saldo remanente de capital por ON Clase II asciende a \$ 108.000.000.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2019 asciende a \$ 108.000.000.

ON Clase IV:

La Sociedad emitió con fecha 24 de julio de 2017 la ON Clase IV por el monto y con las condiciones siguientes:

Capital: valor nominal: \$ 291.119.753.

Intereses: tasa BADLAR Bancos privados más un margen del 5%.

Los intereses de las ON Clase IV serán pagados trimestralmente, en forma vencida a partir del 24 de octubre de 2017 y hasta su vencimiento.

Plazo y Forma de cancelación: El capital de las ON Clase IV será amortizado íntegramente a los 48 meses de la fecha de emisión.

La integración se realizó en efectivo y en especie, en este último caso mediante el canje de la ON Clase III por \$ 161.119.753. El saldo remanente fue integrado en efectivo.

Los fondos obtenidos con la emisión de las ON Clase IV fueron destinados a la inversión en activos fijos, refinanciamiento de deuda y capital de trabajo. El canje de la ON Clase III permitió mejorar el perfil financiero de la Sociedad.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2019 asciende a \$ 291.119.753.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.3) ON GMSA-CTR

ON Clase I (co-emisión GMSA y CTR):

Con fecha 11 de octubre de 2017 se realizó la co-emisión de la ON Clase I cuya suscripción se hizo íntegramente en efectivo.

Capital: valor nominal total: USD 30.000.000; valor asignado a GMSA: USD 20.000.000 y valor asignado a CTR: USD 10.000.000.

Intereses: 6,68% nominal anual, pagaderos trimestralmente desde el 11 de enero de 2018 y hasta su vencimiento.

Plazo y forma de cancelación: único pago a los 36 meses desde el día de la liquidación de fondos.

La integración se realizó íntegramente en efectivo.

Los fondos obtenidos con la emisión de las ON Clase I fueron destinados principalmente a inversión en activos fijos de los distintos proyectos de ampliación de GMSA y CTR y, en menor medida, para capital de trabajo y refinanciación de pasivos.

Con la Co-Emisión GMSA-CTR Clase III se logró un canje del 84,93% del capital emitido bajo la Co-Emisión GMSA-CTR Clase I.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2019 asciende a USD 4.521.000.

ON Clase II (co-emisión GMSA y CTR):

Con fecha 5 de agosto de 2019 se realizó la co-emisión de la ON Clase II cuya suscripción se hizo íntegramente en efectivo.

Capital: valor nominal total: USD 80 millones; valor asignado a GMSA: USD 72 millones y valor asignado a CTR: USD 8.000.000.

Intereses: 15% nominal anual, pagaderos trimestralmente desde el 5 de noviembre de 2019 y hasta su vencimiento.

Vencimiento: 5 de mayo de 2023

Forma de cancelación: en diez pagos trimestrales iguales y consecutivos desde el 5 de febrero 2021 y hasta su vencimiento.

Los fondos obtenidos con la emisión de las ON Clase II fueron destinados principalmente a la refinanciación de pasivos e inversión en activos fijos y, en menor medida, para capital de trabajo.

Las Obligaciones Negociables Clase II estarán: (i) afianzadas por ASA; y (ii) garantizadas por prendas sobre turbinas operativas, una hipoteca sobre CTI, una cuenta de reserva fondeada con dos períodos de interés y la cesión de derechos de cobro sobre contratos con CAMMESA bajo Resolución S.E. 220/07 y Resolución S.E. 21/17.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2019 asciende a USD 80.000.000.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.3) ON GMSA-CTR (Cont.)

ON Clase III (co-emisión GMSA y CTR):

Con fecha 4 de diciembre de 2019 la Sociedad y CTR emitieron ON clase III por el monto abajo detallado integrado en su totalidad con el canje de la Co-Emisión GMSA-CTR Clase I bajo las condiciones siguientes:

Capital: valor nominal total: USD 25.730.782; valor asignado a GMSA: USD 17.153.855 y valor asignado a CTR: USD 8.576.928.

Intereses: 8% nominal anual, pagaderos trimestralmente hasta el 13 de octubre de 2020 inclusive y luego 13% nominal anual, pagaderos trimestralmente hasta su vencimiento el 12 de abril de 2021.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en dos cuotas, la primera el 13 de octubre 2020 por el 10% del capital y la segunda el 12 de abril de 2021 por el 90% del mismo.

La emisión permitió canjear el 84.93% del monto oportunamente emitido bajo la Co-Emisión GMSA-CTR Clase I, mejorando el perfil de vencimientos de la deuda financiera de la Sociedad.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2019 asciende a USD 25.730.783.

b.4) ON ASA

Con fecha 20 de noviembre de 2015 ASA obtuvo, mediante Resolución 17.887 de la CNV, la autorización para: (i) el ingreso de ASA al régimen de oferta pública; y (ii) la creación de un programa global para la emisión de ON simples (no convertibles en acciones), por un valor nominal total en circulación de hasta USD 100.000.000 o su equivalente en otras monedas, en una o más clases o series.

ON Clase III:

Con fecha 15 de junio de 2017 la Sociedad emitió las ON Clase III con las condiciones que se detallan a continuación:

Capital: Valor nominal: \$ 255.826.342.

Intereses: Tasa BADLAR Bancos Privados más un margen del 4,25%.

Plazo y forma de cancelación: los intereses de las ON Clase III son pagados trimestralmente, en forma vencida, en las siguientes fechas: 15 de septiembre de 2017, 15 de diciembre de 2017, 15 de marzo de 2018, 15 de junio de 2018, 15 de septiembre de 2018, 15 de diciembre de 2018, 15 de marzo de 2019, 15 de junio de 2019, 15 de septiembre de 2019, 15 de diciembre de 2019, 15 de marzo de 2020, 15 de junio de 2020, 15 de septiembre de 2020, 15 de diciembre de 2020, 15 de marzo de 2021 y 15 de junio de 2021, o de no ser un día hábil o no existir dicho día, la fecha de pago de intereses a considerar será el día hábil inmediatamente siguiente.

El capital de las ON Clase III será amortizado en tres (3) cuotas consecutivas, pagaderas trimestralmente, equivalentes las dos primeras al 30% del valor nominal de las ON y la última al 40% del mismo, en las fechas en que se cumplan 42, 45, 48 meses contados desde la fecha de emisión, es decir el 7 de diciembre de 2020, 15 de marzo de 2021 y 15 de junio de 2021, o de no ser un día hábil o de no existir cualquiera de dichos días, será el primer día hábil siguiente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.4) ON ASA (Cont.)

La emisión de la ON III fue integrada en un 100% por aportes en especie de la siguiente manera: cancelación parcial de las ON Clase I por \$ 52.519.884 y de las ON Clase II por \$ 203.306.458.

El saldo de capital adeudado de dicha clase al 31 de diciembre de 2019 asciende a \$ 255.826.342.

c) Otros préstamos

c.1) GMSA - Préstamo Cargill

Con fecha 16 de febrero de 2018, GMSA obtuvo un préstamo con Cargill Limited, por USD 25.000.000 a 36 cuotas, con un período de gracia de 12 meses. Dicha amortización se realizará en cuotas semestrales de capital e interés a tasa LIBOR 360 más 4,25%.

El saldo de capital por dicha deuda al 31 de diciembre de 2019 asciende a USD 15.000.000.

c.2) GMSA - Préstamo Sindicado

El día 27 de diciembre de 2019, GMSA obtuvo un préstamo con el Banco ICBC Argentina S.A. por \$ 396.500.000 a 12 meses. Amortizable en 9 cuotas mensuales y consecutivas, siendo pagadera la primera a los 4 meses del desembolso.

El saldo de capital por dicha deuda al 31 de diciembre de 2019 asciende a \$ 396.500.000.

c.3) GECEN – Préstamo UBS

Con fecha 4 de abril de 2018, el Directorio resolvió aprobar la solicitud de un préstamo para (i) el pago anticipado del Préstamo UBS AG Stamford Branch (junto a sus modificaciones, el “Préstamo Existente”), el cual fue solicitado por Albanesi Energía S.A., (ii) la construcción, implementación y operación de una planta de generación eléctrica de aproximadamente 133 MW en la región de Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, que comprende la adquisición por parte de GECEN de, entre otros activos, dos turbinas de gas Siemens de aproximadamente 54 MW y todos los equipos y sistemas auxiliares asociados, dos calderas de recuperación de calor residual y una turbina de vapor de aproximadamente 25 MW y todos los equipos y sistemas auxiliares asociados, y (iii) la construcción, implementación y operación del Proyecto de 170 MW en la región de Timbúes, Provincia de Santa Fe de Albanesi Energía S.A. que fuera pagado anticipadamente conforme el punto (i) anterior.

A tales efectos, con fecha 23 de abril de 2018, GECEN en conjunto con AESA, como prestatarias, Credit Suisse AG, London Branch como agente administrativo, Credit Suisse Securities (USA) LLC y UBS Securities LLC como joint lead arrangers, UBS AG Stamford Branch, Banco Hipotecario S.A., BACS Banco de Crédito y Securitización S.A., Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. y Credit Suisse AG Cayman Islands Branch, celebraron un contrato de préstamo por un monto de hasta trescientos noventa y cinco millones de dólares estadounidenses (USD 395.000.000).

El Capital estaba previsto para ser desembolsado en dos tramos, el “Tramo A” y el “Tramo B”, y cancelado en un plazo de hasta 5 (cinco) años para el Tramo A y de hasta 6 (seis) años para el Tramo B. El Capital, además, devengaría intereses compensatorios de conformidad con los términos del Contrato.

Con fecha 25 de abril de 2018 se desembolsaron USD 65.000.000 correspondientes al Tramo B del préstamo.

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad no posee covenants que cumplir relacionados con dicho préstamo.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

c) Otros préstamos (Cont.)

c.3) GECEN – Préstamo UBS (Cont.)

En garantía del préstamo, se constituyeron las siguientes garantías:

(i) Cesión Fiduciaria: AESA y GECEN, el Agente Administrativo y TMF Trust Company (Argentina) S.A., en carácter de fiduciario (el “Fiduciario”), celebraron un contrato de cesión fiduciaria y fideicomiso con fines de garantía a efectos de garantizar las obligaciones asumidas por los prestatarios frente a los acreedores y/o el Fiduciario (el “Contrato de Cesión Fiduciaria”), por medio del cual se cedieron en garantía hasta la cancelación de la totalidad de las obligaciones garantizadas: (a) los fondos a ser percibidos por AESA y GECEN bajo el Contrato de Abastecimiento; (b) la posición contractual de AESA y GECEN bajo los principales contratos del Proyecto; y (c) las pólizas de seguro contratadas por AESA y GECEN en relación con el Proyecto.

(ii) Prenda Fija con Registro: AESA y GECEN otorgará una prenda con registro sobre la Turbina de Gas y la Caldera de Recuperación, una vez que dichos bienes hayan sido importados y nacionalizados.

(iii) Prenda de Acciones: Los accionistas de la Emisora y GECEN constituyeron un derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de los acreedores sobre la totalidad de sus acciones

Como consecuencia del contexto macroeconómico observado a partir del mes de mayo de 2018, con fecha 16 de octubre del mismo año, GECEN en acuerdo con los acreedores, decidió terminar el Tramo A del préstamo, quedando vigente el Tramo B desembolsado el 25 de abril por USD 65.000.000.

El 7 de marzo de 2019 se cerró con los acreedores del Tramo B un acuerdo de Forbearance en relación al contrato de préstamo con el objeto de establecer un marco para el repago del saldo pendiente por USD 52.981.896.

De dicho acuerdo surgieron contratos complementarios donde se estableció que los montos adeudados deberán pagarse de la siguiente manera:

- (i) USD 24.383.333 a pagar en cuatro años, en nueve cuotas trimestrales de capital comenzando en marzo 2021, y pagos trimestrales de interés a partir del 20 de marzo de 2019, con una tasa de 7,75% anual. Este acuerdo fue firmado por GECEN y garantizado por ASA.
- (ii) USD 12.800.000 pagaran intereses trimestrales a partir del 20 de junio de 2019, devengando una tasa de interés de 13,09% anual, cuyo repago de capital se dividió en dos tramos (i) USD 5.000.000 a pagar en cuatro cuotas trimestrales comenzando en junio de 2019, y (ii) USD 7.800.000 a pagar en cuatro años, en nueve cuotas trimestrales de capital comenzando en marzo 2021. Este acuerdo fue firmado por GECEN y garantizado por ASA y GMSA.

Por el saldo remanente de USD 15.798.563 se ha firmado un nuevo acuerdo complementario con fecha 23 de octubre 2019, estableciendo el siguiente esquema de pago:

- (i) USD 15.798.563 devengan una tasa de interés del 13.09% anual. Los intereses devengados del 8 de marzo 2019 al 20 de septiembre 2020 serán capitalizados en diciembre 2020. El repago de capital se realizará en nueve cuotas trimestrales comenzando en marzo 2021. Este acuerdo fue firmado por GECEN y garantizado por ASA y GMSA.

En los acuerdos ejecutados también se estableció la liberación de las garantías que se habían constituido con el préstamo firmado el 23 de abril de 2018.

El saldo de capital a la fecha de presentación de los presentes estados financieros consolidados alcanza los USD 49.231.896.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 19: ARRENDAMIENTOS

Esta nota provee información de los arrendamientos en los cuales el Grupo actúa como arrendatario.

Montos reconocidos en el estado de situación financiera:

	<u>31.12.2019</u>
Derecho de uso del activo	
Maquinaria	28.465.754
Rodados	<u>6.343.028</u>
	34.808.782
 Pasivo por arrendamiento	
Corriente	52.401.712
No corriente	81.392.510

La evolución de los arrendamientos financieros del Grupo fue la siguiente:

	<u>31.12.19</u>
Arrendamiento financiero al inicio	182.522.872
Pagos realizados en el ejercicio	(53.318.191)
Intereses pagados	(28.088.417)
Cargo por intereses y diferencias de cambio devengadas	100.205.623
RECPAM	<u>(67.527.665)</u>
Arrendamiento financiero al cierre	<u>133.794.222</u>

NOTA 20: PROVISIONES

En el rubro provisiones se incluyen las eventuales situaciones contingentes relacionadas con el giro de los negocios y otros riesgos diversos que podrían originar obligaciones para la Sociedad. En la estimación de sus montos y probabilidad de concreción se ha considerado la opinión de los asesores legales de la Sociedad. También se incluyen los movimientos de la Provisión para créditos por ventas y otros créditos que se expone en los rubros correspondientes.

	<u>Para contingencias</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2018	<u>6.898.800</u>
(Disminuciones)	(5.829.605)
RECPAM	<u>(1.069.195)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2019	<u>-</u>

Información requerida por el Anexo E, en cumplimiento del Art. 1, Cap. III, Título IV del Texto Ordenado de la CNV.

<p>Véase nuestro informe de fecha 10 de marzo de 2020 PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.</p>	<p>(Socio)</p>	<p>Armando Losón (h) Presidente</p>
<p>Dr. Marcelo P. Lerner por Comisión Fiscalizadora</p>	<p>C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17</p>	

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 21: DEUDAS SOCIALES

	31.12.19	31.12.18
<u>Corrientes</u>		
Sueldos a pagar	6.789.225	2.327.061
Cargas sociales a pagar	76.437.465	73.692.318
Provisión vacaciones y aguinaldo	16.209.788	14.685.283
Provisión gratificaciones	8.804.777	11.939.927
	108.241.255	102.644.589

NOTA 22: DEUDAS FISCALES

	31.12.19	31.12.18
<u>Corrientes</u>		
Retenciones a depositar	40.735.882	17.739.414
Plan de facilidades de pago	157.943.354	-
Fondo Nacional de Energía Eléctrica	3.814.456	1.163.141
Impuesto al valor agregado a pagar	54.095.861	8.213.204
Ingresos Brutos a pagar	1.612.915	9.439
Otros	1.706.531	784.658
	259.908.999	27.909.856

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Los activos y pasivos diferidos se compensan cuando: a) existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos impositivos con los pasivos impositivos; y b) cuando los cargos por impuestos diferidos se relacionan con la misma autoridad fiscal. Los siguientes montos, determinados después de ser compensados adecuadamente se exponen en el estado de situación financiera.

El movimiento bruto en la cuenta de impuesto diferido ha sido el siguiente:

	31.12.19	31.12.18
Activos por impuesto diferido:		
Activo por impuesto diferido a recuperar en más de 12 meses	190.186	117.434.131
	190.186	117.434.131
Pasivos por impuesto diferido:		
Pasivo por impuesto diferido a cancelar en más de 12 meses	(7.540.697.515)	(3.957.112.327)
	(7.540.697.515)	(3.957.112.327)
(Pasivo) por impuesto diferido, neto	(7.540.507.329)	(3.839.678.196)
	31.12.19	31.12.18
Saldo al inicio	(3.839.678.196)	(1.905.338.140)
Cargo imputado al estado de resultado	(4.370.641.757)	797.186.379
Cargo imputado en otros resultados integrales	669.812.624	(2.041.961.641)
Incorporación por fusión	-	(689.564.794)
Saldo al cierre	(7.540.507.329)	(3.839.678.196)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

Los movimientos en los activos y pasivos por impuesto diferido, sin tener en cuenta la compensación de saldos referidos a la misma jurisdicción fiscal, han sido los siguientes:

Conceptos	Saldos al	Cargo imputado al estado de resultado	Cargo imputado en otros resultados integrales	Saldos al
	31.12.18			31.12.19
	\$			
Impuesto diferido - Activo (Pasivo)				
Propiedad, Planta y equipo	(8.126.970.690)	(1.904.031.066)	667.772.413	(9.363.229.343)
Activos destinados a la venta	(217.220.365)	217.220.365	-	-
Inversiones	19.445.925	(5.938.822)	-	13.507.103
Créditos por ventas	(7.319.845)	8.649.686	-	1.329.841
Otros Créditos	29.568.372	27.391.779	-	56.960.151
Préstamos	(31.149.408)	(20.455.582)	-	(51.604.990)
Previsiones	(225.424)	4.759.322	2.040.211	6.574.109
Ajuste por inflación	-	(2.729.956.845)	-	(2.729.956.845)
Subtotal	(8.333.871.435)	(4.402.361.163)	669.812.624	(12.066.419.974)
Previsiones	(88.684.215)	-	-	(88.684.215)
Quebrantos impositivos diferidos	4.582.877.454	31.719.406	-	4.614.596.860
Subtotal	4.494.193.239	31.719.406	-	4.525.912.645
Total	(3.839.678.196)	(4.370.641.757)	669.812.624	(7.540.507.329)

Reforma Tributaria y Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva

El 29 de diciembre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la Ley 27430 – Impuesto a las Ganancias. Esta ley ha introducido varios cambios en el tratamiento del impuesto a las ganancias cuyos componentes clave son los siguientes:

Alícuota de Impuesto a las ganancias: La alícuota del Impuesto a las Ganancias para las sociedades argentinas se reducirá gradualmente desde el 35% al 30% para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y al 25% para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, inclusive.

Impuesto a los dividendos: Se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020 en adelante estarán sujetos a retención del 13%.

Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que exceda las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación).

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 General de Sociedades, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultados integrales del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

Reforma Tributaria y Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Cont.)

Actualizaciones de deducciones: Las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, se actualizarán sobre la base de las variaciones porcentuales del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos, situación que incrementará la amortización deducible y su costo computable en caso de venta.

El 27 de diciembre de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional Promulgó la ley 27541 – Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. En lo que al Impuesto a las Ganancias aplicable a sociedades respecta, se destacan las siguientes modificaciones introducidas por la ley:

- Mantiene para el año 2020 la tasa del impuesto en 30% (esa tasa debía reducirse al 25% de acuerdo a la reforma tributaria del 2017)
- Ajuste por Inflación Impositivo: La imputación del ajuste por inflación impositivo correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1 de enero de 2019 deberá imputarse en partes iguales durante 6 ejercicios fiscales.
- Impuesto sobre los bienes personales, acciones y participaciones: La tasa del impuesto se eleva del 0,25% al 0,50%.

A continuación, se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias cargado a resultados y el que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente en la Argentina sobre el resultado antes de impuestos, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	31.12.19	31.12.18
Resultado antes del impuesto a las ganancias	5.032.159.360	(4.404.898.958)
Tasa del impuesto vigente	30%	30%
Resultado a la tasa del impuesto	(1.509.647.808)	1.321.469.687
Diferencias permanentes	(218.877.078)	(307.837.660)
Resultado por participación en asociadas	(43.377.335)	(134.378.103)
Cambio de alícuota de impuesto a las ganancias (a)	378.767.288	(719.799.709)
Ajuste por inflación contable	403.262.986	573.583.244
Ajuste por inflación impositivo	(3.359.946.876)	-
Quebrantos prescriptos o no reconocidos	(36.153.035)	(15.572.117)
	(4.385.971.858)	717.465.342
	31.12.19	31.12.18
Impuesto corriente	(15.374.890)	(77.007.011)
Impuesto diferido	(4.370.641.757)	797.186.379
Variación entre provisión de impuesto a las ganancias y DDJJ	44.789	(2.714.026)
Impuesto a las ganancias	(4.385.971.858)	717.465.342

(a) Corresponde al efecto de aplicar a los activos y pasivos por impuesto diferido los cambios en las alícuotas del impuesto a las ganancias de acuerdo con la reforma tributaria detallada en forma previa en función al año esperado de realización de los mismos. El impacto del cambio de la tasa fue reconocido en resultado del ejercicio, excepto en el caso de la actualización del pasivo diferido generado por aplicar el modelo de revaluación para ciertas clases de propiedades, planta y equipo dado a que se relaciona con partidas previamente reconocidas en otros resultados integrales. Dicho impacto se encuentra expuesto en el estado de otros resultados integrales.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

Se reconocen activos por impuesto diferido por pérdidas fiscales en la medida en que es probable la realización del correspondiente beneficio fiscal a través de ganancias fiscales futuras.

Los quebrantos impositivos acumulados ascienden al 31 de diciembre de 2019 a \$ 18.072 millones de base y pueden ser compensados de acuerdo a las leyes impositivas vigentes con utilidades fiscales de ejercicios futuros de acuerdo al siguiente detalle:

Año	Monto en \$	Año de expiración
Quebranto del ejercicio 2015	237.312.673	2020
Quebranto del ejercicio 2016	362.285.545	2021
Quebranto del ejercicio 2017	1.056.632.133	2022
Quebranto del ejercicio 2018	10.118.184.675	2023
Quebranto del ejercicio 2019	6.297.544.136	2024
Total de quebrantos acumulados al 31 de diciembre de 2019	18.071.959.162	
Quebrantos no reconocidos	(13.142.598)	
Quebrantos impositivos registrados	18.058.816.564	

Los quebrantos impositivos acumulados no reconocidos son quebrantos específicos generados por la enajenación de las acciones de AJSA y BDD. Los quebrantos específicos provenientes de la enajenación de acciones sólo podrán imputarse contra las utilidades netas resultantes de la enajenación de dichos bienes.

NOTA 24: PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS - COMPROMISOS LABORALES CON EL PERSONAL

A continuación, se presenta un detalle del costo y pasivo estimado de los beneficios posteriores al retiro otorgados a los empleados de CTR, GMSA y GROSА. Los beneficios son:

- Una bonificación para todos los trabajadores que obtengan la jubilación bajo el régimen diferencial Decreto 937/74, al cumplir 55 años de edad y 30 años de servicios, que consiste en 10 salarios, incrementada en un 2% por cada año de servicio en exceso de los 5 primeros años.
- Una bonificación por años de antigüedad, que consiste en abonar un salario luego de 20 años de permanencia (17 años en el caso de las mujeres) y cada cinco hasta los 35 años (32 años en el caso de las mujeres) y dos salarios al cumplir los 40 años (37 años en el caso de las mujeres).

Los pasivos relacionados con las bonificaciones por antigüedad acumuladas y con los planes de beneficios al personal precedentemente mencionados, se determinaron contemplando todos los derechos devengados por los beneficiarios de los planes hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, en base a un estudio actuarial efectuado por un profesional independiente a esa fecha. El método actuarial utilizado por El Grupo es el de Unidades de Beneficios Proyectados.

Los montos y condiciones varían según el convenio colectivo de trabajo.

	31.12.19	31.12.18
Plan de beneficios definidos		
No corriente	42.337.837	35.882.643
Corriente	10.518.317	9.888.894
Total	52.856.154	45.771.537

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 24: PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS - COMPROMISOS LABORALES CON EL PERSONAL (Cont.)

El detalle de la variación en las obligaciones por beneficios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

	31.12.19	31.12.18
Valor actual de las obligaciones por beneficios	52.856.154	45.771.537
Obligaciones por beneficios al cierre del ejercicio	52.856.154	45.771.537

Los supuestos actuariales utilizados fueron:

	31.12.19	31.12.18
Tasa de interés	5,5%	5,5%
Tasa de crecimiento salarial	1%	1%
Inflación	41,7%	28,0%

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 CTR, GMSA y GROSA no posee activos relacionados con los planes de pensión.

El detalle del cargo reconocido en el estado de resultado integral es el siguiente:

	31.12.19	31.12.18
Costo por servicios corrientes	6.845.684	28.845.337
Costo por intereses	11.486.642	9.246.111
Pérdida actuarial a través de Otro resultado integral	8.160.843	1.493.216
Costo total	26.493.169	39.584.664

El detalle de la variación de la obligación por planes de beneficios definidos es el siguiente:

	31.12.19	31.12.18
Saldo al inicio	45.771.537	26.267.806
Costo por servicios corrientes	6.845.684	28.845.337
Costo por intereses	11.486.642	9.246.111
Pérdida actuarial a través de Otro resultado integral	8.160.843	1.493.216
RECPAM	(16.807.165)	(17.397.368)
Pagos de beneficios efectuados	(2.601.387)	(2.683.565)
Saldo al cierre	52.856.154	45.771.537

Las estimaciones en base a técnicas actuariales, suponen la utilización de herramientas estadísticas, como las denominadas tablas demográficas que son utilizadas en la valuación actuarial referida al personal en actividad del Grupo. Para determinar la mortalidad del personal en actividad del Grupo, se ha utilizado la tabla de mortalidad "RP 2000". En general, una tabla de mortalidad muestra para cada grupo de edad la probabilidad de que una persona de esa edad fallezca antes de cumplir una edad predeterminada. Las tablas de mortalidad de hombres y mujeres se construyen en forma separada dado que tienen tasas de mortalidad sustancialmente diferentes.

Para estimar la incapacidad total y permanente por cualquier causa se ha utilizado la tabla de invalidez "Pension Disability Table 1985".

Para estimar la probabilidad de abandono o permanencia en el empleo de personal de actividad del Grupo se ha utilizado la tabla "ESA 77".

Los pasivos relacionados con los beneficios mencionados precedentemente, se determinaron contemplando todos los derechos devengados por los beneficiarios de los planes hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS

Las siguientes tablas muestran los activos financieros y pasivos financieros por categoría de instrumento financiero y una conciliación con la línea expuesta en el estado de situación financiera, según corresponda. Debido a que los rubros “Créditos por ventas y otros créditos” y “Deudas comerciales y otras deudas” contienen tanto instrumentos financieros como activos o pasivos no financieros (tales como anticipos, créditos y deudas impositivas), la conciliación se muestra en las columnas “Activos no financieros” y “Pasivos no financieros”.

Los activos y pasivos financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018 fueron los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2019	Activos / Pasivos financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos / Pasivos no financieros	Total
Activos				
Créditos por ventas, otros créditos y otros	5.064.281.067	-	2.929.558.023	7.993.839.090
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.481.382.758	223.298.918	-	1.704.681.676
Activos no financieros	-	129.863	51.839.796.263	51.839.926.126
Total	6.545.663.825	223.428.781	54.769.354.286	61.538.446.892
Pasivos				
Deudas comerciales, Deudas fiscales y Otras deudas	7.733.075.542	-	259.908.999	7.992.984.541
Préstamos (excluyendo arrendamientos financieros)	36.670.876.753	-	-	36.670.876.753
Arrendamientos financieros	133.794.222	-	-	133.794.222
Pasivos no financieros	-	-	7.540.697.515	7.540.697.515
Total	44.537.746.517	-	7.800.606.514	52.338.353.031

Al 31 de diciembre de 2018	Activos / Pasivos financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos / Pasivos no financieros	Total
Activos				
Créditos por ventas, otros créditos y otros	3.666.925.062	-	1.194.113.274	4.861.038.336
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	472.025.496	-	472.025.496
Efectivo y equivalentes de efectivo	279.265.006	565.542.962	-	844.807.968
Activos no financieros	-	199.768	50.185.651.594	50.185.851.362
Total	3.946.190.068	1.037.768.226	51.379.764.868	56.363.723.162
Pasivos				
Deudas comerciales, deudas fiscales y otras deudas	6.545.333.351	-	27.909.856	6.573.243.207
Préstamos (excluyendo arrendamientos financieros)	34.533.566.968	-	-	34.533.566.968
Arrendamientos financieros	182.522.873	-	-	182.522.873
Pasivos no financieros	-	-	4.015.236.171	4.015.236.171
Total	41.261.423.192	-	4.043.146.027	45.304.569.219

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

Las categorías de instrumentos financieros fueron determinadas en base a la NIIF 9.

A continuación, se presentan los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas que surgen de cada una de las categorías de instrumentos financieros:

Al 31 de diciembre de 2019	Activos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a costo amortizado	Instrumentos no financieros	Activos/ pasivos a valor razonable	Total
Intereses ganados	278.506.041	-	-	-	278.506.041
Intereses perdidos	-	(3.972.188.113)	-	-	(3.972.188.113)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	-	-	(92.765.480)	(92.765.480)
Diferencia de cambio, neta	745.418.003	(15.245.537.306)	-	-	(14.500.119.303)
Recupero / Desvalorización de activos	(47.333.303)	-	-	-	(47.333.303)
Otros costos financieros	-	(282.792.969)	15.983.546.694	-	15.700.753.725
Total	976.590.741	(19.500.518.388)	15.983.546.694	(92.765.480)	(2.633.146.433)

Al 31 de diciembre de 2018	Activos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a costo amortizado	Instrumentos no financieros	Activos/ pasivos a valor razonable	Total
Intereses ganados	167.301.466	-	-	-	167.301.466
Intereses perdidos	-	(3.378.444.020)	-	-	(3.378.444.020)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	-	-	1.271.519.314	1.271.519.314
Diferencia de cambio, neta	594.177.137	(23.348.672.463)	-	-	(22.754.495.326)
Recupero / Desvalorización de activos	3.230.230.123	-	-	-	3.230.230.123
Otros costos financieros	-	(408.255.911)	12.112.014.323	-	11.703.758.412
Total	3.991.708.726	(27.135.372.394)	12.112.014.323	1.271.519.314	(9.760.130.031)

Determinación del valor razonable

ASA clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

Las siguientes tablas presentan los activos y pasivos financieros del Grupo que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y su asignación a los distintos niveles de la jerarquía de valor razonable:

<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo	223.298.918	-	223.298.918
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	-
Inversión en acciones	-	129.863	129.863
Propiedades, plantas y equipos a valor razonable	-	39.266.954.012	39.266.954.012
Total	223.298.918	39.267.083.875	39.490.382.793

<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo	565.542.962	-	565.542.962
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	472.025.496	-	472.025.496
Inversión en acciones	-	199.768	199.768
Propiedades, plantas y equipos a valor razonable	-	43.882.912.926	43.882.912.926
Total	1.037.568.458	43.883.112.694	44.920.681.152

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha del estado de situación financiera. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado usado para los activos financieros mantenidos por la Sociedad es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1.

El valor razonable de instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable de mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas de la Sociedad. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero son observables, el instrumento se incluye en el nivel 2. No existen instrumentos financieros que deban incluirse en el nivel 2. Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 3. Este es el caso de la revaluación de ciertas categorías de propiedad, planta y equipos.

Las técnicas de valuación específicas utilizadas para determinar el valor razonable de propiedad, planta y equipos incluyen:

- Para la determinación de los valores razonables de los inmuebles y terrenos se han ajustado mediante una metodología a partir de coeficientes que contemplan los cambios en el poder adquisitivo de la moneda para la conformación de un valor razonable al 31 de diciembre de 2019.
- Para la determinación de los valores razonables de “Instalaciones” y “Maquinarias y turbinas”, se ha calculado mediante flujo de fondos descontados (Ver Nota 6.a).

La determinación del valor razonable de la propiedad, planta y equipo se ve significativamente afectado por la cotización del dólar. Esta situación, las discusiones de los procesos de valoración y los resultados son discutidos y aprobados por el Directorio de las Sociedades al menos una vez por año.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 26: INGRESOS POR VENTAS

	31.12.19	31.12.18
Venta de Energía Res. 95 mod. más Spot	920.775.873	1.486.094.785
Venta de energía Plus	2.355.015.549	2.640.305.775
Venta de energía Res. 220	6.663.457.368	5.547.718.675
Venta de energía Res. 21	4.260.218.544	3.063.088.296
	14.199.467.334	12.737.207.531

NOTA 27: COSTO DE VENTAS

	31.12.19	31.12.18
Costo de compra de energía eléctrica	(1.531.101.838)	(1.956.129.401)
Costo consumo gas y gas oil de planta	(184.639.427)	(627.207.746)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(507.242.538)	(447.087.015)
Plan de beneficios definidos	(6.845.684)	(28.845.337)
Otros beneficios al personal	(23.767.904)	(24.655.914)
Alquileres	(22.537.389)	(19.801.941)
Honorarios profesionales	(11.330.498)	(24.855.593)
Depreciación propiedades, planta y equipo	(2.319.911.740)	(2.078.823.553)
Seguros	(107.237.013)	(99.595.191)
Mantenimiento	(931.860.062)	(794.740.350)
Luz, gas, teléfono y correo	(22.014.925)	(20.710.870)
Tasas e impuestos	(44.267.759)	(42.367.489)
Movilidad, viáticos y traslados	(1.849.151)	(2.812.476)
Vigilancia y limpieza	(15.488.789)	(15.127.906)
Gastos varios	(11.978.073)	(18.203.635)
	(5.742.072.790)	(6.200.964.417)

NOTA 28: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

	31.12.19	31.12.18
Tasas e impuestos	(89.488.701)	(37.469.413)
Previsión impuesto a los ingresos brutos	-	(33.000.301)
Deudores incobrables	(81.567)	-
	(89.570.268)	(70.469.714)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 29: GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	31.12.19	31.12.18
Sueldos, jornales y cargas sociales	(80.461.907)	(39.834.568)
Otros beneficios al personal	-	(696.850)
Alquileres	(12.360.631)	(14.968.753)
Honorarios profesionales	(434.618.163)	(420.023.572)
Seguros	(305.058)	(165.188)
Honorarios directores	-	(128.988)
Luz, gas, teléfono y correo	(5.893.155)	(7.963.165)
Tasas e impuestos	(14.923.532)	(5.892.195)
Movilidad, viáticos y traslados	(14.498.437)	(7.205.491)
Gastos varios	(5.647.875)	(12.798.283)
	<u>(568.708.758)</u>	<u>(509.677.053)</u>

NOTA 30: OTROS INGRESOS OPERATIVOS

	31.12.19	31.12.18
Ingresos varios	10.781.392	6.634.140
Condonación de deuda	-	385.058.122
Total otros ingresos operativos	<u>10.781.392</u>	<u>391.692.262</u>

NOTA 31: OTROS EGRESOS OPERATIVOS

	31.12.19	31.12.18
Gastos varios	-	(108.822.844)
Penalidad CAMMESA (Nota 43)	-	(435.807.681)
Total otros egresos operativos	<u>-</u>	<u>(544.630.525)</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 32: RESULTADOS FINANCIEROS

	31.12.19	31.12.18
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses por préstamos otorgados	11.647.718	19.485.771
Intereses comerciales	266.858.323	147.815.695
Total ingresos financieros	278.506.041	167.301.466
<u>Gastos financieros</u>		
Intereses por préstamos	(3.473.186.031)	(3.313.872.978)
Intereses comerciales y otros	(499.002.082)	(64.571.042)
Gastos y comisiones bancarias	(20.541.010)	(36.773.109)
Total gastos financieros	(3.992.729.123)	(3.415.217.129)
<u>Otros resultados financieros</u>		
Diferencia de cambio, neta	(14.500.119.303)	(22.754.495.326)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	(92.765.480)	1.271.519.314
Desvalorización / recupero de activos	(47.333.303)	3.230.230.123
RECPAM	15.983.546.694	12.112.014.323
Otros resultados financieros	(262.251.959)	(371.482.802)
Total otros resultados financieros	1.081.076.649	(6.512.214.368)
Total resultados financieros, netos	(2.633.146.433)	(9.760.130.031)

NOTA 33: RESULTADO POR ACCIÓN

Básica

El resultado por acción básica se calcula dividiendo el beneficio atribuible a los tenedores de instrumentos de patrimonio de la Sociedad entre el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio.

	31.12.19	31.12.18
Ganancia (Pérdida) del ejercicio atribuible a los propietarios	607.739.083	(3.290.962.036)
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	64.451.745	64.451.745
Ganancia (Pérdida) por acción básica y diluida	9,43	(51,06)

No existen diferencias entre el cálculo del resultado por acción básico y el resultado por acción diluido.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS

a) *Transacciones con Sociedades relacionadas y vinculadas*

		31.12.19	31.12.18
		\$	
		Ganancia/(Pérdida)	
Compra de gas			
RGA (1)	Sociedad relacionada	(4.969.658.053)	(7.401.585.845)
Compra de energía			
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	(42.438.340)	(531.665)
Compra de vinos			
BDD	Sociedad relacionada	(687.910)	(3.337.065)
Compra de vuelos			
AJSA	Sociedad relacionada	(91.020.893)	(124.545.174)
Compra de partes y repuestos			
AESA	Sociedad relacionada	(1.470.568)	-
Venta de energía			
RGA	Sociedad relacionada	102.218.255	131.519.789
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	519.248	11.629.240
Alquileres y servicios contratados			
RGA	Sociedad relacionada	(586.529.084)	(657.221.920)
Recupero de gastos			
RGA	Sociedad relacionada	(2.288.038)	(102.982.228)
AESA	Sociedad relacionada	40.035.256	16.599.035
AJSA	Sociedad relacionada	-	1.228
Obra gasoducto			
RGA	Sociedad relacionada	(1.796.239)	(119.076.577)
Servicio por gerenciamiento de obra			
RGA	Sociedad relacionada	(173.732.513)	(159.239.008)
Intereses generados por préstamos otorgados			
Directores / Accionistas	Partes relacionadas	15.656.962	19.485.771

(1) Corresponde a compras de gas, las cuales son consumidas para el despacho de las Centrales.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

a) Transacciones con Sociedades relacionadas y vinculadas (Cont.)

		31.12.19	31.12.18
		\$	
		Ganancia/(Pérdida)	
Garantías otorgadas / recibidas			
RGA	Sociedad relacionada	-	(2.459.291)
AJSA	Sociedad relacionada	362.533	563.803
Honorarios			
Directores	Partes relacionadas	-	(48.778.541)
Diferencia de cambio			
RGA	Sociedad relacionada	(7.149.481)	(9.223.012)

b) Remuneraciones del personal clave de la gerencia

La alta gerencia incluye a los directores (ejecutivos y no ejecutivos). Sus remuneraciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018 ascendieron a \$87.180.124 y \$67.338.371, respectivamente.

		31.12.19	31.12.18
		\$	
		Ganancia/(Pérdida)	
Sueldos		(87.180.124)	(67.338.371)
		(87.180.124)	(67.338.371)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

c) *Saldos a la fecha de los estados financieros consolidados*

Rubros	Tipo	31.12.19	31.12.18
ACTIVO NO CORRIENTE			
Otros créditos			
TEFU S.A.	Sociedad relacionada	18.154.808	27.927.977
		18.154.808	27.927.977
ACTIVO CORRIENTE			
Otros créditos			
Cuenta particulares accionistas minoritarios	Partes relacionadas	182.449.537	333.880.119
AESA	Sociedad relacionada	10.279.486	16.949.786
Préstamos Directores / Accionistas	Partes relacionadas	59.952.775	89.981.984
Anticipos directores	Partes relacionadas	-	4.980.324
		252.681.798	445.792.213
PASIVO CORRIENTE			
Deudas comerciales			
BDD	Sociedad relacionada	174.294	-
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	-	476.013
AJSA	Sociedad relacionada	165.478	24.607.057
RGA	Sociedad relacionada	2.609.409.593	1.070.779.912
		2.609.749.365	1.095.862.982
Otras deudas			
BDD	Sociedad relacionada	368.816	1.457.894
Honorarios directores	Partes relacionadas	-	46.149.721
		368.816	47.607.615

d) *Préstamos otorgados a partes relacionadas*

	31.12.19	31.12.18
Préstamos a Albanesi Inversora S.A. (1)		
Saldo al inicio	-	183.658.654
Préstamos incorporado por la fusión por absorción, eliminado en la consolidación	-	(183.658.654)
Saldo al cierre	-	-

(1) Sociedad absorbida por ASA a partir del 1º de enero de 2018, en virtud del proceso de fusión por absorción

	31.12.19	31.12.18
Préstamos a Directores / Accionistas		
Saldo al inicio	89.981.984	57.430.025
Préstamos otorgados	43.393.500	69.743.607
Préstamos incorporado por la fusión por absorción	-	23.059.386
Préstamos cancelados	(57.710.006)	(50.134.685)
Intereses devengados	25.201.523	19.485.771
Intereses condonados	(9.544.561)	-
RECPAM	(31.369.665)	(29.602.120)
Saldo al cierre	59.952.775	89.981.984

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

d) *Préstamos otorgados a partes relacionadas (Cont.)*

Los préstamos otorgados tienen los siguientes términos y condiciones:

Entidad	Monto	Tasa de interés	Condiciones
Al 31.12.19			
Directores / Accionistas	46.852.181	Badlar + 3%	Vencimiento: 1 año
Total en pesos	46.852.181		

Los créditos con partes relacionadas surgen principalmente de transacciones de servicios prestados y vencen al mes siguiente de la fecha de la transacción. No se han registrado provisiones por estos créditos con partes relacionadas en ninguno de los ejercicios cubiertos por los presentes estados financieros consolidados condensados intermedios. Las deudas comerciales con partes relacionadas surgen principalmente de transacciones de compra de gas y vencen al mes siguiente de la fecha de la transacción. Las transacciones son partes relacionadas en condiciones similares a aquellas realizadas con partes independientes.

NOTA 35: CAPITAL DE TRABAJO

La Sociedad presenta al 31 de diciembre de 2019 un déficit de capital de trabajo de \$ 2.027.613.354 (calculado como activo corriente menos pasivo corriente), lo que significa una disminución de \$ 568.611.861 en comparación al capital de trabajo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (déficit de \$ 2.596.225.215).

Cabe mencionar que el EBITDA^(*) al 31 de diciembre de 2019 ascendió a \$ 10.130 millones, en línea con lo esperado, lo que demuestra el cumplimiento de los objetivos y la eficiencia de las operaciones realizadas por el Grupo.

^(*) Cifra no cubierta por el informe de auditoría.

NOTA 36: INFORMACION POR SEGMENTOS

La información sobre los segmentos de explotación se presenta de acuerdo con la información interna que se suministra a la máxima autoridad en la toma de decisiones. Se ha identificado como la máxima autoridad en la toma de decisiones, que es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos de explotación, al Directorio de la Sociedad.

La dirección ha determinado el segmento operativo basándose en los informes que revisa el Directorio, y que se utilizan para la toma de decisiones estratégicas.

El Directorio considera el negocio como un solo segmento: el segmento de Energía Eléctrica que incluye la generación y venta de energía eléctrica y el desarrollo de proyectos energéticos, ejecución de proyectos, asesoramiento, prestación de servicios, dirección, administración y realización de obras de cualquier naturaleza.

Cabe aclarar que la información utilizada por el Directorio para la toma de decisiones se basa fundamentalmente en indicadores operativos del negocio. Considerando que los ajustes entre las normas anteriores y las NIIF se refieren a conceptos no operativos, dicha información no se ve afectada sustancialmente por la aplicación de las nuevas normas

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 37: OTROS COMPROMISOS

A. GMSA

A continuación, se detallan ciertas obligaciones contractuales relacionadas con el suministro de energía eléctrica a grandes clientes del MAT al 31 de diciembre de 2019 y los periodos en los cuales dichas obligaciones deberán concretarse. Los mencionados compromisos se originan a partir de contratos de abastecimiento (energía y potencia) suscriptos entre GMSA y los grandes clientes del MAT de acuerdo a normas establecidas por la SE bajo Resolución 1281/06 (Energía Plus). Son contratos denominados en dólares estadounidenses con clientes privados.

	Total	Hasta 1 año	De 1 a 3 años
<i>Compromisos de venta ⁽¹⁾</i>			
Energía eléctrica y potencia - Plus	1.222.475.078	942.227.786	280.247.292

- (1) Los compromisos se encuentran expresados en pesos y han sido valuados considerando los precios estimados de mercado según las condiciones particulares de cada contrato. Reflejan la valorización de los contratos vigentes al 31 de diciembre de 2019 con clientes privados bajo la Resolución SE 1281/06.

B. GROSA

El 27 de abril de 2011 la Asamblea General Ordinaria de Central Térmica Sorrento S.A. aprobó por unanimidad un contrato de alquiler con GROSA, siendo el objeto de este la locación del inmueble como así también de los activos incorporados a la Central, incluyendo el generador, equipamiento y demás bienes de uso y repuestos disponibles. El contrato entró en vigencia a partir del 15 de noviembre de 2010 (con un período de gracia de 9 meses) y tiene un plazo establecido de 10 años, con opción de renovación por 7 años adicionales. La facturación del primer canon fue el 1 de agosto de 2011.

El día 23 de diciembre de 2015 se decretó la apertura del Concurso Preventivo de Central Térmica Sorrento S.A. Esta situación no afecta al contrato de locación mencionado anteriormente ni a la operatoria en cuanto a la generación eléctrica.

El día 10 de noviembre de 2016 se cerró sin acuerdo una mediación por desalojo del inmueble objeto del contrato de locación mencionado en el párrafo precedente. GROSA estima altamente improbable que ocurra el desalojo en cuestión en atención a que no le asiste a Central Térmica Sorrento S.A. derecho alguno a obtener el mismo.

Por otra parte, en el marco del expediente caratulado “Central Térmica Sorrento S.A. c/ Generación Rosario S.A. s/ Medidas Precautorias” se ordenó un embargo sobre los fondos que CAMMESA debiera liquidarle a Generación Rosario S.A. por la suma de \$ 13.816.696 con más la suma de \$ 6.900.000 en concepto de intereses, el cual fue efectivizado por CAMMESA en su liquidación de fecha 12 de diciembre de 2017. En respuesta a esta resolución, con fecha 17 de abril de 2018, se sustituyó el embargo decretado contra GROSA por una póliza de seguro de caución. En este sentido, el 28 de junio del 2018 las sumas embargadas fueron restituidas a la Sociedad.

Asimismo, se decidió promover el pago de los cánones mensuales correspondientes al alquiler antes mencionado mediante consignación judicial en el Expediente “Generación Rosario S.A. C/ Central Térmica Sorrento s/ Consignación”.

NOTA 38: FIRMA DE CONTRATOS PARA LA ADQUISICIÓN DE MAQUINARIAS

BLC Asset Solutions B.V.

El 21 de febrero de 2018, GMSA firmó un acuerdo con BLC Asset Solutions B.V. (BLC) para la compra de equipos a ser instalados en las plantas de generación de energía eléctrica ubicadas en Río Cuarto, Provincia de Córdoba y en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires con el fin de llevar a cabo expansiones a través de cierres de ciclo en ambas centrales. El acuerdo de compra prevé una financiación por parte de BLC de USD 61.200.000, según el compromiso irrevocable firmado el 22 de julio de 2019. A la fecha de firma de los presentes estados financieros consolidados, se recibieron maquinarias por un importe de USD 29,5 millones.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 38: FIRMA DE CONTRATOS PARA LA ADQUISICIÓN DE MAQUINARIAS (Cont.)

BLC Asset Solutions B.V. (Cont.)

En acuerdo con GMSA, BLC Asset Solutions BV ("BLC") manifiesta la voluntad de enmendar los documentos de modo de reprogramar los pagos relacionados con los Contratos de Compra de Equipos. En virtud de dicho compromiso, se agregó un año adicional de plazo para pagar los mencionados equipamientos, siendo la fecha de vencimiento final marzo 2023, reduciendo en forma significativa los pagos durante el año 2020.

Siemens Industrial Turbomachinery AB

El 14 de junio de 2016 se firmó un Acuerdo de Pago Diferido con Siemens Industrial Turbomachinery AB a través del cual, una vez cumplidas las condiciones precedentes fijadas en el acuerdo, se otorgó a la Sociedad una financiación comercial del 50% del monto del contrato firmado por la ampliación de CTMM, equivalente a SEK 177.000.000.

La financiación comercial otorgada se repagará en cuotas, siendo la primera cuota exigible en agosto de 2017. Los pagos deberán efectuarse en SEK.

Con fecha 13 de septiembre de 2016 se firmaron cuatro Acuerdos de Pago Diferido con Siemens Industrial Turbomachinery AB por las turbinas a instalar en CTE y CTI a través de los cuales, una vez cumplidas las condiciones precedentes fijadas en los acuerdos, otorgarán a la Sociedad una financiación comercial del 50% del monto del contrato firmado por la ampliación de CTI y la obra de Ezeiza, equivalente a SEK 438.960.000.

La financiación comercial otorgada se repaga en cuotas, siendo la primera cuota exigible de dos de los acuerdos mencionados en septiembre de 2017 y la última cuota en marzo 2020. Los pagos deberán efectuarse en SEK.

A continuación, se detallan las obligaciones contractuales futuras por año calendario relacionado con el contrato con Siemens Industrial Turbomachinery AB:

<i>Compromisos (1)</i>		SEK Financiamiento total	Total	2020
			USD	
Siemens Industrial Turbomachinery AB por la adquisición de dos turbinas Siemens SGT 800	CTE	263.730.000	5.582.598	5.582.598

- (1) El compromiso se encuentra expresado en dólares y considerando el momento de pago según las condiciones particulares del contrato.

En el mes de julio de 2019 se canceló la última cuota del acuerdo de pago diferido acordado por CTMM. Adicionalmente, con el producido de la emisión de Obligaciones Negociables emitidas el 5 de agosto de 2019, se procedió a la precancelación de los acuerdos de pago diferidos acordados por CTI y al acuerdo de pago diferido por CTE etapa II por un total de SEK 142.370.364. La cancelación de los mencionados acuerdos de pago diferidos conlleva la liberación de las garantías asociadas a dichos acuerdos.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 38: FIRMA DE CONTRATOS PARA LA ADQUISICIÓN DE MAQUINARIAS (Cont.)

Pratt & Whitney Power System Inc

Generación Frías S.A. firmó un acuerdo con Pratt & Whitney Power System Inc para la compra de la turbina FT4000™ SwiftPac® 60 incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de la misma. El acuerdo de compra prevé una financiación por un plazo de 4 años de USD 12 millones por PWPS a partir de la aceptación provisoria por parte de Generación Frías S.A. Dicho importe se encuentra expuesto en deudas comerciales corrientes, por el equivalente a \$718.680.000.

El financiamiento devengará un interés del 7,67% anual y se calculará sobre una base mensual de 30 días/360 días anuales, con intereses capitalizados trimestralmente.

NOTA 39: CONTRATO DE MANTENIMIENTO A LARGO PLAZO – CENTRALES CTMM, CTI, CTF, CTE, CTRi y CTR

GMSA firmó con la empresa PWPS un acuerdo global de servicios (Long Term Service Agreement), para las centrales CTMM, CTI y CTF. Según lo establecido en el contrato, PWPS se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs. con el departamento de ingeniería de USA, repuestos originales en tiempo y forma y reparaciones para mantenimientos planificados y correctivos. A su vez, GMSA suscribió un acuerdo de arrendamiento de equipos, a través del cual PWPS debe poner a disposición de GMSA en condición EXW en un plazo de 72 hs, equipos de reemplazo (Gas Generator/Power Turbine) en caso de salidas de servicio no programadas. De esta manera, PWPS le garantiza a las Centrales una disponibilidad no menor al noventa y cinco por ciento (95%) por año contractual. Además, las Centrales cuentan con un taller propio de reparaciones con herramental y stock de repuestos que permiten realizar ciertas reparaciones en sitio sin tener que enviar los equipos al taller en USA. A su vez, es importante recalcar que todos los traslados de los equipos propios de la turbina de gas se pueden efectuar por avión, reduciendo así los tiempos de transporte.

GMSA firmó con la empresa Siemens S.A. y Siemens Industrial Turbomachinery AB un acuerdo global de servicios y partes, para CTRi, CTMM, CTI y CTE. Según lo establecido en los contratos, Siemens se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs. con el departamento de ingeniería, repuestos originales en tiempo y forma y reparaciones para mantenimientos planificados y correctivos. Adicionalmente el acuerdo prevé que Siemens ponga a disposición de GMSA para CTRi, CTMM, CTI y CTE equipos de reemplazo (engine gas generator) en caso de ser necesario. De esta manera, Siemens le garantiza a las mencionadas centrales una disponibilidad promedio no menor al noventa y seis por ciento (96%) para cada período de medición bianual. Además, las centrales cuentan con un taller propio de reparaciones con herramental y stock de repuestos para realizar reparaciones en sitio. Se garantiza de esta manera el cumplimiento del acuerdo de venta de energía con CAMMESA bajo Resolución 220/07 (para las centrales CTRi y CTMM) y Resolución 21/16 (para las centrales CTI y CTE).

CTR firmó con la empresa GE International INC y GE Energy Parts International, LLC, un acuerdo global de servicios (Long Term Service Agreement), para CTR Central. Según lo establecido en el contrato, GE se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, así como a un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs con el departamento de ingeniería, repuestos originales en tiempo y forma y reparaciones para mantenimientos planificados y correctivos. De esta manera, GE le garantiza a CTR una disponibilidad promedio no menor al noventa y cinco por ciento (95%) por año contractual. Además, CTR cuenta con un taller propio de reparaciones con herramental y stock de repuestos que permiten realizar reparaciones en sitio. Se garantiza de esta manera el cumplimiento del acuerdo de venta de energía con CAMMESA bajo Resolución 220/07.

Se garantiza de esta manera el cumplimiento de los acuerdos de venta de energía.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 40: ACUERDO REGULARIZACIÓN Y CANCELACIÓN DE ACREENCIAS CON EL MEM

Con fecha 30 de septiembre de 2019, conforme lo instruido por la SGE a CAMMESA mediante Nota NO-2019-66843995 APN-SGE#MHA, CTR, GMSA y GROSA suscribieron con CAMMESA un Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM (“el Acuerdo”).

En virtud del Acuerdo, CAMMESA abonó las LVFVD pendientes de pago, previo descuento de las deudas contraídas con el MEM en virtud de los convenios de financiamiento, contratos de mutuo y cesión de créditos suscriptos por las generadoras, y aplicando al saldo remanente una quita del 18%.

En virtud del Acuerdo, CAMMESA abonó las LVFVD pendientes de pago, previo descuento de las deudas contraídas con el MEM en virtud de los convenios de financiamiento, contratos de mutuo y cesión de créditos suscriptos por las generadoras, y aplicando al saldo remanente una quita del 18%.

En este sentido, las partes acordaron un importe neto por todo concepto correspondiente a las LVFVD pendientes, considerando la actualización de los intereses correspondientes al 30 de septiembre de 2019 así como los efectos de la quita mencionada, que asciende a \$150.682.077 por GMSA, \$38.626.126 por CTR y \$150.061.546 por GROSA, antes de aplicar las retenciones que pudieran corresponder. Finalmente, el 4 de octubre de 2019 se perfeccionaron las compensaciones mencionadas y se cobró el saldo remanente de las LVFVD.

En cumplimiento de los compromisos asumidos, la Sociedad desistió de todos los reclamos iniciados y renunciaron en forma irrevocable a efectuar cualquier tipo de reclamo (administrativo y/o judicial) contra el Estado Nacional, SGE y/o CAMMESA con relación a las LVFVD pendientes.

NOTA 41: GUARDA DE DOCUMENTACIÓN

Con fecha 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Valores emitió la Resolución General N° 629 mediante la cual impone modificaciones a sus normas en materia de guarda y conservación de libros societarios, libros contables y documentación comercial. En tal sentido, se informa que el Grupo tiene en su poder la guarda y conservación de los libros societarios, libros contables y documentación comercial de relevante, en su sede social sita en Av. L.N. Alem 855 - Piso 14 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Asimismo, se informa que la Sociedad ha enviado para su guarda papeles de trabajo e información no sensible correspondiente a los ejercicios financieros no prescriptos, al siguiente proveedor:

Sujeto encargado del depósito - Domicilio de ubicación
Iron Mountain Argentina S.A. - Av. Amancio Alcorta 2482, C.A.B.A.
Iron Mountain Argentina S.A. - San Miguel de Tucumán 601, Spegazzini, Ezeiza.

Se deja constancia que se encuentra a disposición en la sede inscripta, el detalle de la documentación dada en guarda, como así también la documentación referida en el artículo 5° inciso a.3) Sección I del Capítulo V del Título II de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.).

NOTA 42: COBERTURA POR PÉRDIDA DE BENEFICIOS

Póliza todo riesgo operativo con cobertura por pérdida de beneficios

La Sociedad cuenta con un seguro de Todo Riesgo Operativo que cubre todo daño o pérdida física, súbita y accidental, incluyendo averías de maquinarias y pérdida de beneficio consecucional, de hasta 12 meses, directa y totalmente atribuibles a cualquier causa. Dicha póliza tiene por objeto cubrir las pérdidas generadas como consecuencias de la paralización de las actividades ocasionadas por el siniestro, tanto en lo referente al beneficio que deja de realizarse como así también a los gastos que continúa soportando la Sociedad a pesar de su inactividad, de manera tal que el asegurado se encuentre en igual situación financiera en que hubiera estado de no haber ocurrido el siniestro.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 42: COBERTURA POR PÉRDIDA DE BENEFICIOS (Cont.)

Este seguro rige para todo bien físico de cualquier tipo y descripción, que no se encuentre expresamente excluido en el texto de la póliza, pertenecientes al asegurado o que se encuentren bajo su cuidado, custodia o control o por los que haya asumido responsabilidad de asegurar ante cualquier daño, o por los cuales el asegurado pueda adquirir interés asegurable.

Es muy importante destacar que el 15 de abril de 2019 se ha renovado, con una vigencia de 18 meses, la póliza de seguros de Todo Riesgo Operativo de todas las generadoras del Grupo Albanesi, obteniendo una reducción en la tasa de prima anual del 5% por no siniestralidad en la renovación.

Póliza todo riesgo construcción y montaje

Las obras por instalación o ampliación de capacidad que están siendo desarrolladas por la Sociedad se encuentran aseguradas por una póliza de seguro de Todo Riesgo Construcción y Montaje, la cual cubre todos los daños que se produzcan de forma accidental o imprevisible en la obra civil durante su ejecución, incluidos los que tengan su origen en los fenómenos de la naturaleza; siempre y cuando no se encuentre expresamente excluido en el texto de póliza.

Dicha póliza también incluye la cobertura de atraso en puesta en marcha (Alop), de hasta 12 meses, asegurando el margen comercial esperado del negocio por ventas de energía y potencia, descontando costos variables durante el período que tarde la reparación o reemplazo del siniestro ocurrido.

Una vez que los equipos entren en operaciones, los nuevos bienes quedarán cubiertos mediante la póliza de Todo Riesgo Operativo que el Grupo Albanesi tiene contratada, y la cual da cobertura a todas las centrales que se encuentran operativas.

NOTA 43: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL DE LAS CENTRALES

El 30 de septiembre de 2016, GMSA –como vendedora– y CAMMESA –como compradora, en representación del MEM suscribieron los Contratos de Abastecimiento, para la potencia disponible y energía suministrada de CTE y CTI. La Fecha Comprometida para la habilitación comercial de ambas centrales se fijó para el 1 de julio de 2017.

La habilitación comercial de las CTE e CTI fue otorgada el 29 de septiembre y el 10 de agosto de 2017, respectivamente.

El día 28 de junio de 2017 GMSA efectuó una presentación ante CAMMESA y la SEE, a efecto de poner en su conocimiento que, en los casos de CTE y CTI, se habían producido ciertos hechos configurativos de eventos de Caso Fortuito y Fuerza Mayor, que repercutieron negativamente en la obtención de la habilitación comercial en la Fecha Comprometida de acuerdo al Contrato de Abastecimiento. En ese sentido, GMSA expuso, argumentó y presentó las correspondientes pruebas que acreditan la existencia de distintos factores no imputables a GMSA, que implicaron una demora en la obtención de la habilitación comercial en la Fecha Comprometida de acuerdo al Contrato de Abastecimiento.

Asimismo, el Ministerio de Energía mediante la resolución 264/2018, del 6 de junio de 2018, estableció que las penalidades serán descontadas de la suma que le corresponda percibir al Agente Generador sancionado, en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas y por otro lado, determinó la posibilidad para el Agente Generador de optar por descontar el monto de la penalidad hasta en 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una tasa efectiva anual del 1,7% en dólares estadounidenses, no pudiendo superar las cuotas que se establezcan la vigencia del contrato.

Sin perjuicio del planteo mencionado precedentemente, CAMMESA ha rechazado los argumentos esgrimidos por GMSA y ha fijado las penalidades por los montos de USD 12.580.090 para la CTE y de USD 3.950.212 para la CTI.

Al 31 de diciembre de 2019, el saldo por dichas penalidades, neto del valor actual, equivale a \$577.390.459 y se expone dentro del rubro deudas comerciales.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 43: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL DE LAS CENTRALES (Cont.)

En virtud de lo mencionado precedentemente, con fecha 10 de julio y 23 de julio del corriente GMSA efectuó las correspondientes presentaciones ante CAMMESA haciendo uso de la alternativa de descontar el monto de la penalidad hasta en 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una tasa efectiva anual del 1,7% en dólares estadounidenses, no pudiendo superar las cuotas que se establezcan la vigencia del contrato y requiriendo que la primera cuota a abonar sea descontada a partir de la transacción del mes de julio de 2018, con vencimiento en septiembre de 2018.

Los resultados de la operación antes mencionada, que se exponen en la línea de “Otros egresos operativos” en el Estado de Resultado Integral, son de carácter excepcional, únicos y no conciernen al negocio principal de GMSA, por lo tanto, no se considera dentro de EBTIDA.

NOTA 44: ACUERDO ENTRE LA FEDERACIÓN ARGENTINA DE TRABAJADORES DE LUZ Y FUERZA, GMSA, CTR Y AESA

Con fecha 8 de junio de 2017, GMSA, CTR Y AESA y la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza firmaron un acta acuerdo convencional donde reconocen que las relaciones laborales entre las mismas se encontraran regidas por un convenio colectivo empresa.

El convenio colectivo empresa tendrá una vigencia de 3 años a partir de 1 de enero de 2018 y es aplicable para las siguientes centrales térmicas CTMM, CTI, CTRI, CTLB, CTF, CTR y CT Timbúes.

NOTA 45: CONTEXTO ECONÓMICO EN QUE OPERA LA SOCIEDAD

La Sociedad opera en un contexto económico complejo, cuyas variables principales han tenido recientemente una fuerte volatilidad, tanto en el ámbito nacional como internacional.

En el ámbito local, se visualizan las siguientes circunstancias ocurridas durante el año 2019:

- El primer semestre del año observó una caída del 2,5% del PIB en términos interanuales.
- La inflación acumulada entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2019, alcanzó el 53,8% (IPC).
- La devaluación significativa del peso a partir del mes de agosto generó una imprevista salida de depósitos en dólares del sistema financiero (generando consecuentemente una caída de las reservas del Banco Central) y un aumento de la tasa de interés de referencia llegando durante el año a ubicarse por encima del 80%. Al cierre del ejercicio, el valor de la tasa de interés se ubicó cerca del 60%.

El 10 de diciembre de 2019 asumió un nuevo Gobierno Nacional que, ante estas circunstancias, implementó una serie de medidas. A continuación, un resumen de las principales medidas:

- Se dispuso un régimen de regularización de obligaciones tributarias, de la seguridad social y aduaneras para micro, pequeñas y medianas empresas.
- Se suspendió el cronograma de unificación de la alícuota de contribuciones patronales.
- Se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para disponer en forma obligatoria incrementos salariales mínimos a los trabajadores del sector privado (con eximición temporal del pago de aportes y contribuciones con destino al sistema previsional argentino de los incrementos salariales que resulten de esta facultad o de una negociación colectiva).
- Se suspendió hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1/1/2021 inclusive, la reducción de alícuota que estableció la Ley 27.430, manteniéndose la tasa del 30% así como la del 7% para los dividendos correspondientes a los mismos.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 45: CONTEXTO ECONÓMICO EN QUE OPERA LA SOCIEDAD (Cont.)

- En lo que respecta al ajuste por inflación impositivo, se dispuso que el importe determinado, que corresponda al primero y al segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse 1/6 en esos períodos fiscales y los 5/6 restantes en partes iguales en los 5 períodos fiscales inmediatos siguientes. A su vez, se aclara que dicha disposición no obsta al cómputo de los tercios remanentes correspondientes a períodos anteriores, calculado conforme a la versión anterior del artículo 194 de la ley de Impuesto a las Ganancias.
- Se decretó el incremento en las retenciones a las exportaciones (con la excepción de los hidrocarburos y la minería) y del impuesto a los bienes personales.
- Se reestableció el Impuesto al Valor Agregado para los alimentos de la canasta básica y la suspensión de la movilidad jubilatoria.

NOTA 46: HECHOS POSTERIORES

a) Resolución SE 31/2020

Con fecha 27 de febrero de 2020, se publicó la Resolución SE 31/2020, la cual deroga la Resolución SRRYME 1/2019.

En primer lugar, mantiene la Disponibilidad Garantizada de Potencia de los generadores térmicos y agrega que el funcionamiento del parque generador se evaluará durante las 50 horas de cada mes en el que se registre el máximo requerimiento térmico, es decir en las 50 horas en las que se registre el mayor despacho de generación térmica del mes.

En segundo lugar, mantiene los mismos conceptos de remuneración hasta ahora vigentes: potencia disponible (disponibilidad real de potencia y DIGO) y energía (energía generada, energía operada y energía generada en horas de máximo requerimiento térmico).

La tabla siguiente muestra Precio Base para remunerar la Potencia según tecnología y escala (PrecBasePot) de la tabla siguiente:

1. Precios de potencia:

a. Potencia Base (para aquellos generadores que no garanticen una disponibilidad)

Tecnología/ Escala	PrecBasePot [\$/MW – mes]
CC grande $P > 150$ MW	100.650
CC chico $P \leq 150$ MW	112.200
TV grande $P > 100$ MW	143.500
TV chica $P \leq 100$ MW	171.600
TG grande $P > 50$ MW	117.150
TG chica $P \leq 50$ MW	151.800
Motores Combustión Interna > 42 MW	171.600
CC chico $P \leq 15$ MW	204.000
TV chica $P \leq 15$ MW	312.000
TG chica $P \leq 15$ MW	276.000
Motores Combustión Interna ≤ 42 MW	312.000

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 46: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

a) Resolución SE 31/2020 (Cont.)

1. Precios de potencia: (Cont.)

b. Potencia Garantizada DIGO

Período	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
Verano: Diciembre - Enero - Febrero	360.000
Invierno: Junio - Julio - Agosto	360.000
Resto: Marzo - Abril - Mayo - Septiembre - Octubre - Noviembre	270.000

Adicionalmente agregan una remuneración de potencia DIGO para Motores de Combustión Interna < 42 MW.

Todas las unidades térmicas serán remuneradas de acuerdo a su disponibilidad media mensual que no se encuentre en mantenimiento. La Indisponibilidad DIGO se registrará por cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico.

Adicionalmente la remuneración de potencia se verá afectada por el factor de uso. Si el Factor de uso de la unidad de generación es menor al 30%, la remuneración de la potencia Base o DIGO se afectará por el 60%.

Finalmente, los generadores recibirán una remuneración mensual por la potencia media efectivamente entregada en las horas de Máximo Requerimiento Térmico al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico: 37.500 \$/MW (590 US\$/MW).

2. Precios de energía:

a. Operación y mantenimiento

Tecnología/Escala	Gas Natural \$/MWh	Fuel Oil/ Gas Oil \$/MWh
CC grande P > 150 MW	240	420
CC chico P ≤ 150 MW	240	420
TV grande P > 100 MW	240	420
TV chica P ≤ 100MW	240	420
TG grande P > 50 MW	240	420
TG chica P ≤ 50MW	240	420
Motores Combustión Interna	240	420

b. Por la Energía Operada se recibirá 84 \$/MWh

La Resolución se aplica a partir de la transacción del mes de febrero de 2020. Todos los valores en pesos argentinos establecidos en esta Resolución se actualizarán todos los meses 60% IPC / 40% IPIM tomando la transacción de Marzo como base 1.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Albanesi S.A.
Notas a los Estados Financieros Consolidados (Cont.)

NOTA 46: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

b) Renuncia Director Titular y Designación de nuevos Directores y conformación del Directorio de GMSA

Con fecha 27 de diciembre de 2019 la Sociedad recibió la comunicación de la renuncia del Ingeniero Roberto José Volonté a su cargo de Director Titular en la Sociedad, la cual fue aceptada por Acta de Directorio de fecha 19 de febrero del corriente año mediante la cual, asimismo, se convocó a Asamblea General Ordinaria para el día 6 de marzo de 2020 a efectos de dar tratamiento a la referida renuncia así como considerar la designación de nuevos miembros del directorio.

Por Asamblea del 6 de marzo de 2020 los accionistas resolvieron fijar en 9 (nueve) el número de Directores Titulares y en 5 (cinco) el número de Directores Suplentes. En ese sentido, se designó como Director Titular al Sr. Ricardo Martín Lopez y como Directores Suplentes a los Sres. Darío Sebastián Silberstein y Osvaldo Enrique Alberto Cado, quienes se suman al Directorio vigente. De esta forma la composición del Directorio, con vigencia hasta la Asamblea que tratará los Estados Contables al 31 de diciembre de 2020, quedó conformada de la siguiente manera : Presidente: Armando Losón (h), Vicepresidente 1º: Guillermo Gonzalo Brun, Vicepresidente 2º: Julian Pablo Sarti; Directores Titulares: Carlos Alfredo Bauzas, Oscar Camilo De Luise, Sebastian Andres Sanchez Ramos, Jorge Hilario Schneider, Juan Carlos Collin, y Ricardo Martín López; Directores Suplentes: Jose Leonel Sarti, Juan Gregorio Daly, Romina Solange Kelleyian, Darío Sebastián Silberstein y Osvaldo Enrique Alberto Cado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo P. Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018

1. Breve comentario sobre las actividades de la emisora, incluyendo referencias a situaciones relevantes posteriores al cierre el ejercicio.

De conformidad con lo dispuesto por la Resolución General N°368/01 y sus modificaciones de la CNV, se expone a continuación un análisis de los resultados de las operaciones de Albanesi S.A. (la Sociedad) y de su situación patrimonial y financiera, que debe ser leído junto con los estados financieros consolidados que se acompañan.

Ejercicio finalizado
el 31 de diciembre de:

	2019	2018	Var.	Var. %
	GW			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	243	233	10	4%
Venta de energía Plus	566	673	(107)	(16%)
Venta de energía Res.220	1.421	803	618	77%
Venta de energía Res. 21	580	193	387	201%
	2.809	1.902	907	48%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en millones de pesos):

Ejercicio finalizado
el 31 de diciembre de:

	2019	2018	Var.	Var. %
	(en millones de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	920,8	1.486,1	(565,3)	(38%)
Venta de energía Plus	2.355,0	2.640,3	(285,3)	(11%)
Venta de energía Res.220	6.663,5	5.547,7	1.115,8	20%
Venta de energía Res. 21	4.260,2	3.063,1	1.197,1	39%
Total	14.199,5	12.737,2	1.462,3	11%

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018

Resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (en millones de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2018	Var.	Var. %
Ventas de energía	14.199,5	12.737,2	1.462,3	11%
Ventas netas	14.199,5	12.737,2	1.462,3	11%
Costo de compra de energía eléctrica	(1.531,1)	(1.956,1)	425,0	(22%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(184,6)	(627,2)	442,6	(71%)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(507,2)	(447,1)	(60,1)	13%
Plan de beneficios definidos	(6,8)	(28,8)	22,0	(76%)
Servicios de mantenimiento	(931,9)	(794,7)	(137,2)	17%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(2.319,9)	(2.078,8)	(241,1)	12%
Seguros	(107,2)	(99,6)	(7,6)	8%
Diversos	(153,2)	(168,5)	15,3	(9%)
Costo de ventas	(5.742,1)	(6.201,0)	458,9	(7%)
Resultado bruto	8.457,4	6.536,2	1.921,2	29%
Tasas e impuestos	(89,5)	(37,5)	(52,0)	139%
Deudores incobrables	(0,1)	0,1	(0,2)	(100%)
Previsión impuesto a los ingresos brutos	-	(33,1)	33,1	100%
Gastos de comercialización	(89,6)	(70,5)	(19,1)	27%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(80,5)	(39,8)	(40,7)	102%
Honorarios profesionales	(434,6)	(420,0)	(14,6)	3%
Honorarios directores	-	(0,1)	0,1	(100%)
Movilidad, viáticos y traslados	(14,5)	(7,2)	(7,3)	101%
Tasas e impuestos	(14,9)	(5,9)	(9,0)	153%
Diversos	(24,2)	(36,6)	12,4	(34%)
Gastos de administración	(568,7)	(509,7)	(59,0)	12%
Resultados participación en asociadas	(144,6)	(447,9)	303,3	(68%)
Otros ingresos operativos	10,8	391,7	(380,9)	(97%)
Otros egresos operativos	-	(544,6)	544,6	(100%)
Resultado operativo	7.665,3	5.355,2	2.310,1	43%
Intereses comerciales, netos	(232,1)	83,2	(315,3)	(379%)
Intereses por préstamos, netos	(3.461,5)	(3.294,4)	(167,1)	5%
Gastos y comisiones bancarias	(20,5)	(36,8)	16,3	(44%)
Diferencia de cambio, neta	(14.500,1)	(22.754,5)	8.254,4	(36%)
Desvalorización / recupero de activos	(47,3)	3.230,2	(3.277,5)	(101%)
RECPAM	15.983,5	12.112,0	3.871,5	32%
Otros resultados financieros	(355,0)	900,0	(1.255,0)	(139%)
Resultados financieros, netos	(2.633,1)	(9.760,1)	7.127,0	(73%)
Resultado antes de impuestos	5.032,2	(4.404,9)	9.437,1	(214%)
Impuesto a las ganancias	(4.386,0)	717,5	(5.103,5)	(711%)
Resultado neto del ejercicio	646,2	(3.687,4)	4.333,6	(118%)
Otros Resultado Integral del ejercicio				
Revalúo de propiedades, planta y equipos en subsidiarias	(2.671,1)	8.169,3	(10.840,4)	(133%)
Efecto en el impuesto a las ganancias	669,8	(2.042,0)	2.711,8	(133%)
Plan de beneficios definidos	(8,2)	(1,5)	(6,7)	447%
Otros resultados integrales del ejercicio	(2.009,4)	6.125,9	(8.135,3)	(133%)
Total de resultados integrales del ejercicio	(1.363,3)	2.438,5	(3.801,8)	(156%)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$14.199,5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, comparado con los \$12.737,2 millones para el ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$1.462,3 millones (11%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la venta de energía fue de 2.809 GW, lo que representa un aumento del 48% comparado con los 1.902 GW para el ejercicio 2018.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$2.355,0 millones por ventas de energía Plus, lo que representó una disminución del 11% respecto de los \$2.640,3 millones para el ejercicio 2018.
- (ii) \$6.663,5 millones por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 20% respecto de los \$5.547,7 millones del ejercicio 2018. Dicha variación se explica, principalmente, por el efecto neto entre un aumento en el despacho de energía, debido a que entró en funcionamiento el Ciclo Cerrado en la Central de CTR a partir del 4 de agosto de 2018, un incremento en el tipo de cambio y la aplicación de la Resolución SRRyME 01/2019 que estableció nuevos mecanismos de remuneración.
- (iii) \$920,8 millones por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó una disminución del 38% respecto de los \$1.486,1 millones para el ejercicio 2018, producto de la aplicación de la Resolución SRRyME 01/2019 que estableció nuevos mecanismos de remuneración.
- (iv) \$4.260,2 millones por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó un aumento del 39% respecto de los \$3.063,1 millones para el ejercicio 2018. Dicha variación se explica por la mayor venta de energía en GW.

Costo de ventas:

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de \$5.742,1 millones comparado con \$6.201,0 millones para el ejercicio 2018, lo que equivale a una disminución de \$458,9 millones (o 7%).

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad en millones de pesos, así como su comportamiento durante el ejercicio 2019:

- (i) \$1.531,1 millones por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 22% respecto de \$1.956,1 millones para el ejercicio 2018 debido a la menor venta de GW de Energía Plus.
- (ii) \$184,6 millones por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó una disminución de 71% respecto de los \$627,2 millones para el ejercicio 2018.
- (iii) \$931,9 millones por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 17% respecto de los \$794,7 millones para el ejercicio 2018. Esta variación se debió a la variación del tipo de cambio del dólar y la puesta en marcha de nuevas turbinas a fines del año 2018.
- (iv) \$2.319,9 millones por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 12% respecto de los \$2.078,8 millones para el ejercicio 2018. Esta variación se origina principalmente en el mayor valor de amortización en los rubros inmuebles, instalaciones y maquinarias, como consecuencia de la revaluación de los mismos en 2019 y 2018.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018

- (v) \$570,2 millones por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 13% respecto de los \$447,1 millones para el ejercicio 2018.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 arrojó una ganancia de \$8.457,4 millones, comparado con una ganancia de \$6.536,2 millones para el ejercicio 2018, representando un aumento del 29%. Esto se debe a la variación en el tipo de cambio y a los ingresos de potencia y energía de las nuevas unidades habilitadas.

Gastos de Comercialización:

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$89,6 millones, comparado con los \$70,5 millones para el ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$19,1 millones (27%).

Gastos de Administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a \$568,7 millones, comparado con los \$509,7 millones para el ejercicio 2018, lo que equivale a un incremento de \$59,0 millones (12%).

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$434,6 millones de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 3% respecto de los \$420,0 millones para el ejercicio 2018.
- (ii) \$14,9 millones de tasas e impuestos, lo que representó un aumento del 153% respecto de los \$5,9 millones del ejercicio 2018.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$7.665,3 millones, comparado con una ganancia de \$5.355,2 millones para el ejercicio 2018, representando un aumento del 43%.

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 totalizaron una pérdida de \$2.633,1 millones, comparado con una pérdida de \$9.760,1 millones para el ejercicio 2018, representando una disminución de la pérdida en \$7.127,0 millones.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$3.461,5 millones de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 5% respecto de los \$3.294,4 millones de pérdida para el ejercicio 2018, producto de un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión.
- (ii) \$15.983,5 millones de ganancia por RECPAM como consecuencia de la aplicación del ajuste por inflación, lo que representó un aumento de \$3.871,5 millones comparado con \$12.112,0 millones de ganancia para el ejercicio 2018, producto de una mayor inflación en el 2019 comparado con el ejercicio 2018.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Marcelo Lerner
por Comisión Fiscalizadora

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018

- (iii) \$14.500,1 millones de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución de \$8.254,4 millones respecto de los \$22.754,5 millones de pérdida del ejercicio anterior. A pesar de que el tipo de cambio aumentó en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 con respecto al ejercicio 2018, se refleja una disminución del resultado por tenencia debido, principalmente, al efecto de la reexpresión por el IPC de los resultados por diferencia de cambio correspondientes al ejercicio 2018.

Resultado antes de impuestos:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$5.032,2 millones, comparada con una pérdida de \$4.404,9 millones para el ejercicio anterior, lo que representa un aumento de \$9.437,1 millones.

El resultado de impuesto a las ganancias fue una pérdida de \$4.386,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, representando una pérdida de \$5.103,5 millones en comparación con los \$717,5 millones de ganancia del ejercicio anterior.

Resultado neto:

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$646,2 millones, comparada con los \$3.687,4 millones de pérdida para el ejercicio 2018, lo que representa una mejora de \$4.333,6 millones.

Resultados integrales:

La pérdida por los otros resultados integrales del ejercicio 2019 fue de \$2.009,4 millones, representando una disminución del 133% respecto del ejercicio 2018, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias, como también el plan de pensiones.

El resultado integral total del ejercicio fue una pérdida de \$1.363,3 millones, representando una disminución del 156% respecto de la ganancia integral del ejercicio 2018, de \$2.438,5 millones.

EBITDA Ajustado

**Ejercicio finalizado
el 31 de diciembre
de:**

2019

EBITDA Ajustado en millones de pesos ^{(1) (2)}

10.222,6

EBITDA Ajustado en millones de dólares ^{(1) (2)}

208,9

(1) Se trata de cifras no cubiertas por el Informe de Auditoría.

(2) Las cifras no incluyen la participación del Grupo en los resultados de GECEN que ha sido excluida del cálculo tal como se menciona en el punto 7.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

Dr. Marcelo Lerner
por Comisión Fiscalizadora

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018

2. Estructura patrimonial comparativa con el ejercicio anterior: (en millones de pesos)

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Activo no corriente	51.849,0	48.005,7	26.387,0
Activo corriente	9.689,5	8.358,0	5.447,7
Total activo	61.538,4	56.363,7	31.834,7
Patrimonio atribuible a los propietarios	8.319,0	10.095,0	6.207,6
Patrimonio no controladora	881,1	964,1	324,6
Total patrimonio	9.200,1	11.059,2	6.532,2
Pasivo no corriente	40.621,3	34.350,3	19.720,5
Pasivo corriente	11.717,1	10.954,2	5.582,0
Total pasivo	52.338,4	45.304,6	25.302,5
Total patrimonio y pasivo	61.538,4	56.363,7	31.834,7

3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior: (en millones de pesos)

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Resultado operativo ordinario	7.665,3	5.355,2	2.500,2
Resultados financieros	(2.633,1)	(9.760,1)	(2.888,4)
Resultado neto ordinario	5.032,2	(4.404,9)	(388,3)
Impuesto a las ganancias	(4.386,0)	717,5	813,9
Resultado del ejercicio	646,2	(3.687,4)	425,7
Otros resultados integrales	(2.009,4)	6.125,9	(2,9)
Total de resultados integrales	(1.363,3)	2.438,5	422,7

4. Estructura del flujo de efectivo comparativa con el ejercicio anterior: (en millones de pesos)

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Flujos de efectivo generados por las actividades operativas	5.895,1	1.447,8	5.121,5
Flujos de efectivo (aplicados a) las actividades de inversión	(2.899,3)	(5.060,7)	(10.016,0)
Flujos de efectivo (aplicados a) / generados por las actividades de financiación	(2.014,1)	4.125,2	3.482,2
Aumento / (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	981,8	512,3	(1.412,3)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018

5. Índices comparativos con el ejercicio del ejercicio anterior:

	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Liquidez (1)	0,83	0,76	0,98
Solvencia (2)	0,16	0,22	0,25
Inmovilización del capital (3)	0,84	0,85	0,83
Rentabilidad (4)	0,06	(0,42)	0,11

(1) Activo corriente / Pasivo corriente

(2) Patrimonio neto / Pasivo total

(3) Activo no corriente / Total del activo

(4) Resultado neto del ejercicio (no incluye Otros resultados integrales) / Patrimonio neto promedio

6. Breve comentario sobre perspectivas para el año 2020

Sector comercial y operativo

La dirección de la Sociedad espera para el año 2020 continuar operando y manteniendo correctamente las distintas unidades de generación con el objeto de mantener su disponibilidad en niveles elevados. En cuanto al despacho, el ingreso al Sistema Eléctrico de máquinas del grupo más eficientes implicaría conseguir un mayor despacho de éstas y, en consecuencia, aumentar la generación de energía eléctrica.

Situación financiera

Durante el ejercicio 2020, la Sociedad tiene como objetivo optimizar la estructura de financiamiento, asegurando la correcta operación de las centrales y obtener financiamiento para los proyectos de cierre de ciclo otorgados bajo la Resolución 287/17.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Marcelo Lerner
por Comisión Fiscalizadora

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018

7. Información adicional (*)

A los efectos de brindar información en el contexto de la transacción de la emisión de ON internacional, se detalla a continuación un estado de situación patrimonial resumido y estado de resultado resumido desconsolidando a la subsidiaria Generación Centro SA designada como Subsidiaria no restringida según acta de Directorio de fecha 27 de agosto de 2018, lo que significa que sus acreedores no tienen recurso contra ASA ni sus subsidiarias.

Estado de Situación Financiera (En millones de Pesos)	Albanesi S.A. Consolidado	Eliminación GECEN	Eliminación saldos partes relacionadas y VPP	Total
Activo				
Activo no corriente	51.849	(3.648)	994	49.195
Activo corriente	9.689	(12)	-	9.677
Total de activo	61.538	(3.660)	994	58.872
Patrimonio				
Patrimonio atribuible a los propietarios	8.319	637	(637)	8.319
Participación no controladora	881	-	32	913
Total del patrimonio neto	9.200	637	(605)	9.232
Pasivo				
Pasivo no corriente	40.621	(4.071)	994	37.544
Pasivo corriente	11.717	(226)	605	12.096
Total del pasivo	52.338	(4.297)	1.599	49.640
Total del pasivo y patrimonio	61.538	(3.660)	994	58.872
Estado de Resultados (En millones de Pesos)	Albanesi S.A. Consolidado	Eliminación GECEN	Eliminación VPP	Total
Ingresos por ventas	14.199	-	-	14.199
Costo de ventas	(5.742)	-	-	(5.742)
Resultado bruto	8.457	-	-	8.457
Gastos de comercialización	(90)	-	-	(90)
Gastos de administración	(569)	1	-	(568)
Resultado por participación en asociadas	(145)	-	192	48
Otros ingresos operativos	11	(4)	-	7
Resultado operativo	7.665	(3)	192	7.855
Resultados financieros, neto	(2.633)	(410)	-	(3.043)
Resultado antes de impuestos	5.032	(413)	192	4.812
Impuesto a las ganancias	(4.386)	210	-	(4.175)
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	646	(203)	192	636
Ganancia (Pérdida) del ejercicio atribuible a:				
Los propietarios de la Sociedad	608	(192)	192	608
Participación no controladora	38	(10)	-	28
	646	(203)	192	636

(*) Información no cubierta por el Informe de Auditoría.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr. Marcelo Lerner
por Comisión Fiscalizadora

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 196 F° 169

Armando Losón (h)
Presidente