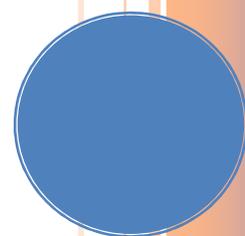




Albanesi S.A.

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.

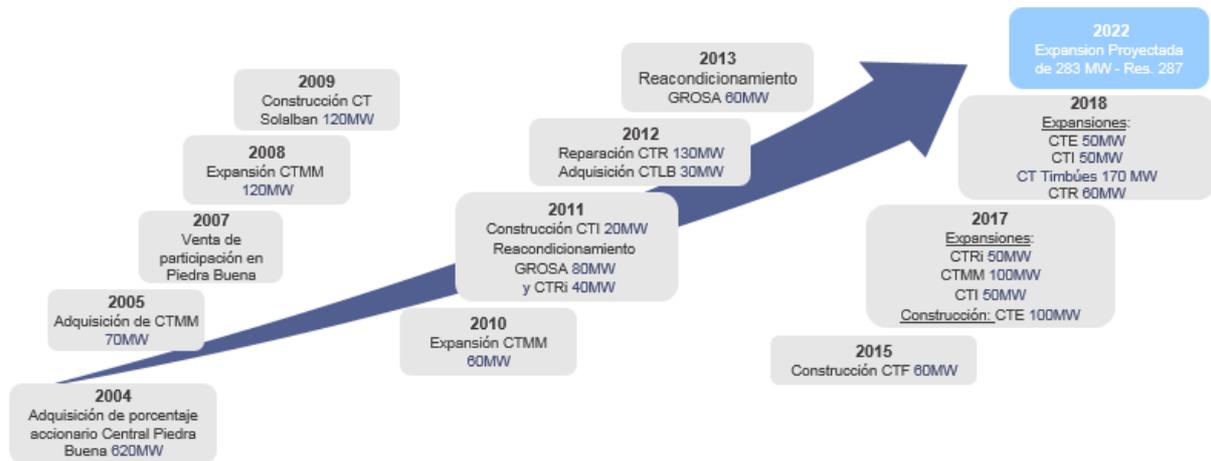
Se detalla a continuación la participación de ASA en cada sociedad.

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	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		

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 CMMESA 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 Restringida

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

Es importante destacar que GECEN es una Subsidiaria No Restringida 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%.

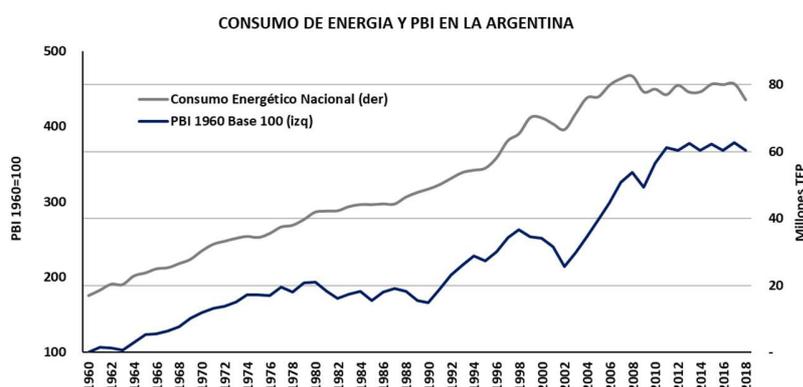
El BCRA cumplió su meta de Base Monetaria (BM) de octubre 2019. A fines de octubre, el promedio de la BM alcanzó a \$1.386,4 mil millones, lo que implicó un sobrecumplimiento de \$4,9 mil millones (0,4%). La meta de BM de octubre, de \$1.391,3 mil millones, surge de aplicar una variación de 2,5% mensual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

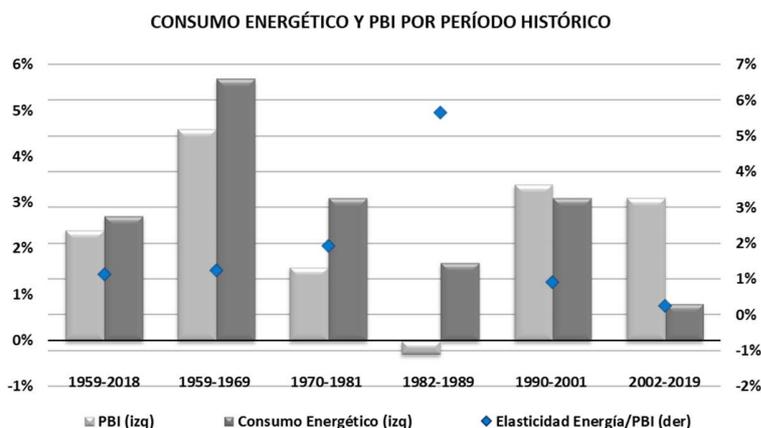


El crecimiento del consumo energético en varios años de la primera década del siglo XXI fue resultado de un crecimiento económico elevado, que no fue motorizado tanto por un crecimiento del consumo del sector Industrial sino preponderantemente por los sectores Residencial y Comercial en su demanda de 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.

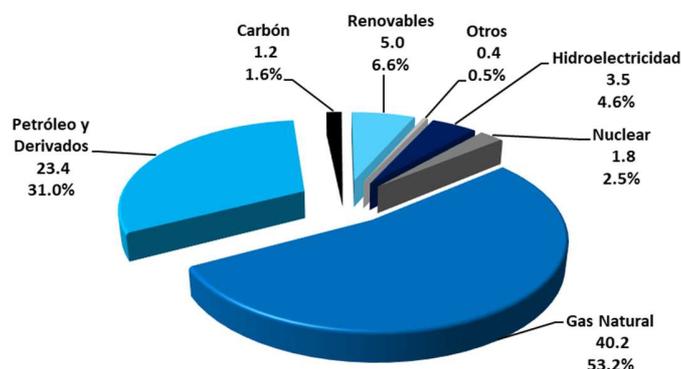


La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos, con 86.8% en 2016, 86.5% en 2017, y 85.8% en 2018; estimamos pocos cambios en 2019, probablemente en 84.6% por el avance de plantas de generación renovables². Este porcentaje de fuentes de origen fósil 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.

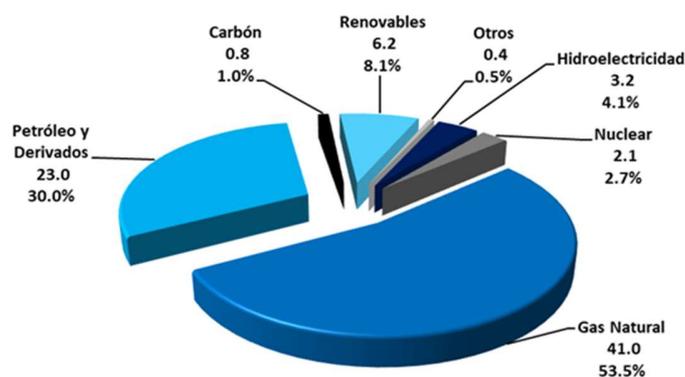
¹ Cuando se analiza algún sector específico como el eléctrico, se advierte que en este producto energético en particular la tasa de crecimiento de la demanda es superior a la del crecimiento del PBI.

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)



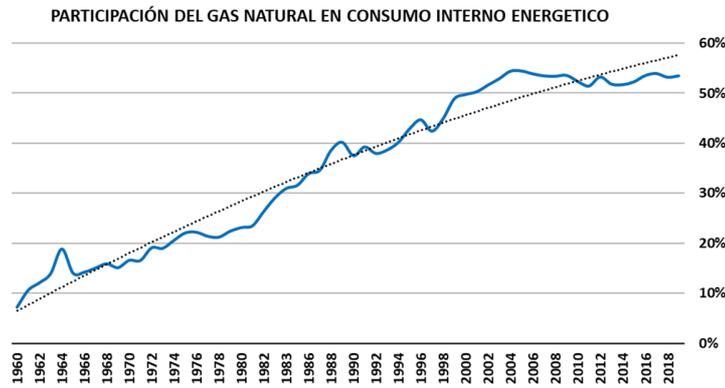
ESTIMACIÓN PRELIMINAR CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2019 (76.6 Millones TEP)



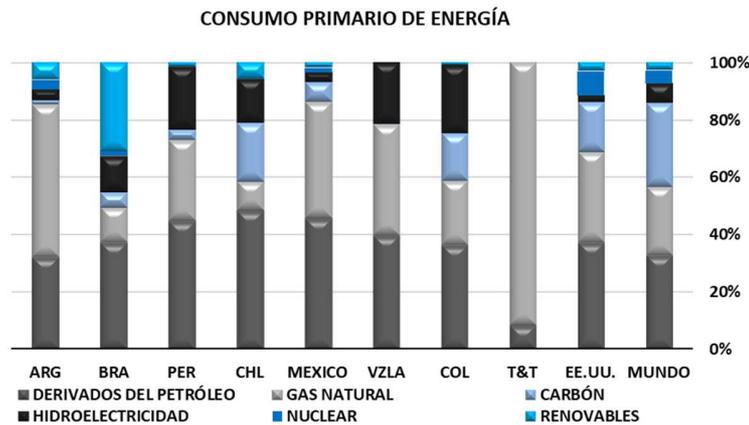
La característica estructural de tan alta dependencia de derivados del petróleo y del gas natural se da usualmente en pocos países, que poseen grandes reservas de petróleo y gas. Si bien la Argentina no posee grandes reservas convencionales de petróleo y gas natural en relación a su demanda interna, 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.

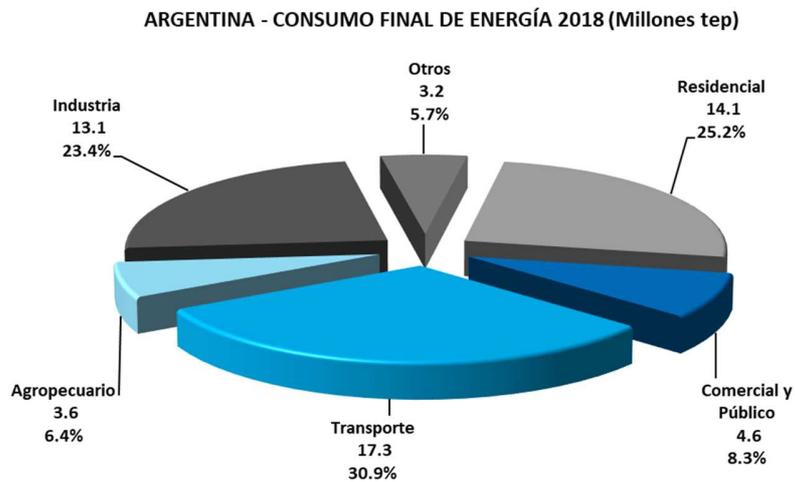
³ De no existir restricciones a la demanda de gas, su participación en la matriz primaria sería superior aún.



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.

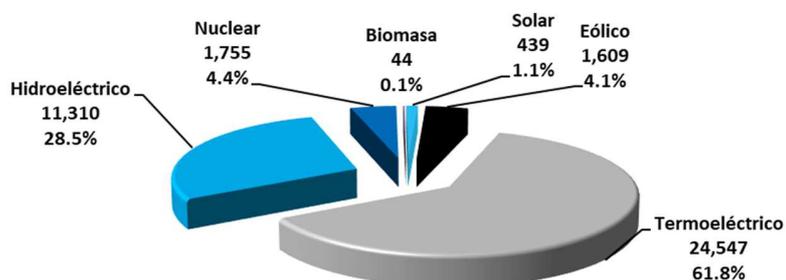
Si bien CAMMESA reporta que existen 39.704 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de 2019 – un incremento neto de 1.166 MW o 3.0% respecto a 2018 en la disponibilidad nominal⁴, que al ser en gran parte equipamiento nuevo, posee disponibilidad efectiva -, la potencia disponible operativa 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.

PARQUE NOMINAL BRUTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 2019 (MW)



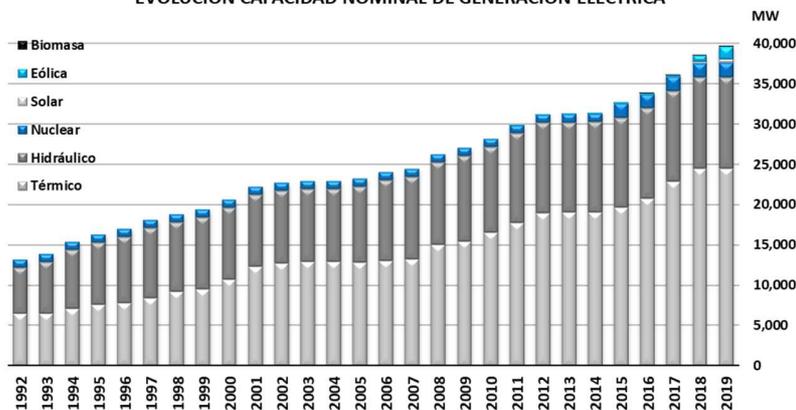
Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales hidroeléctricas y nucleares, debido a su elevado monto de inversión y largos plazos de ejecución. Las recurrentes crisis fiscales del Estado, obligan a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos. Por esta razón, sucesivos gobiernos optan por favorecer la incorporación de unidades de generación termoelectrica 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 termoelectrica 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 termoelectrico 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 termoelectrica, 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 termoelectrica 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.

EVOLUCIÓN CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA



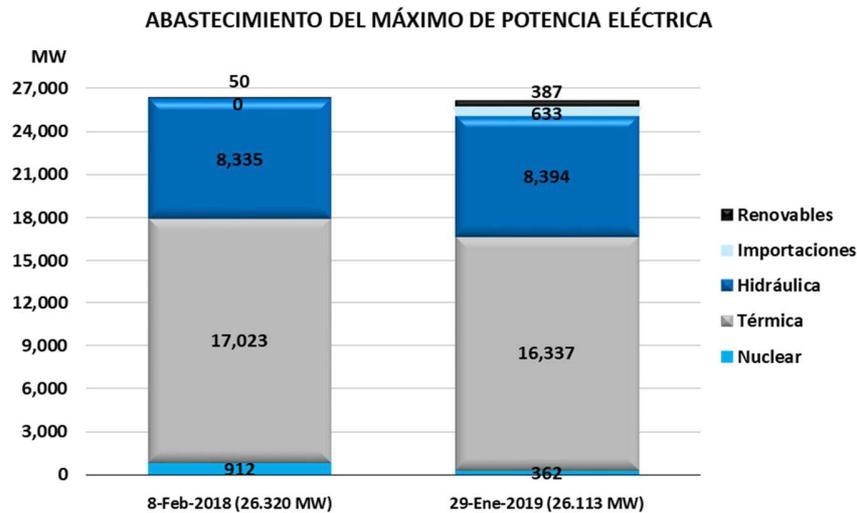
CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - MAYO 2019												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS	TOTAL	%
CUYO	120	87	413	40	660	0	1,129	194			1,983	5.0%
COMAHUE	0	501	1,487	81	2,069	0	4,769		153		6,991	17.6%
NOA	261	999	1,472	363	3,095	0	220	185	58	5	3,563	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

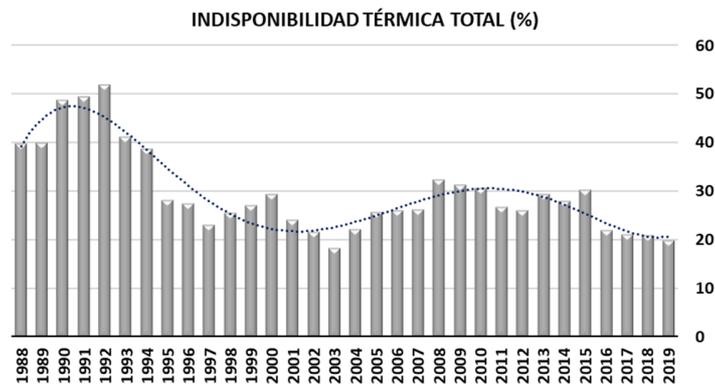
En el inicio de 2020, la demanda máxima de potencia eléctrica no supera aun los registros de 2018, y el excedente de capacidad de generación es más holgado con gran protagonismo del parque termoeléctrico que alcanzó un máximo de 16.337 MW, comparado con 17.023 MW del día récord del 8 de febrero de 2018.

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:

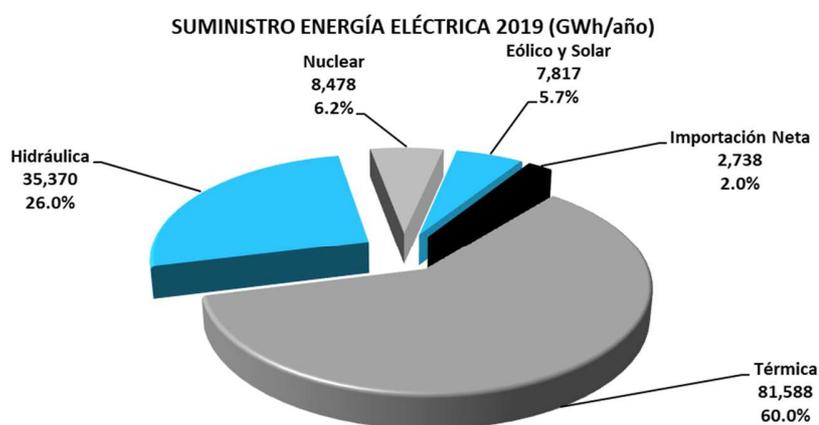
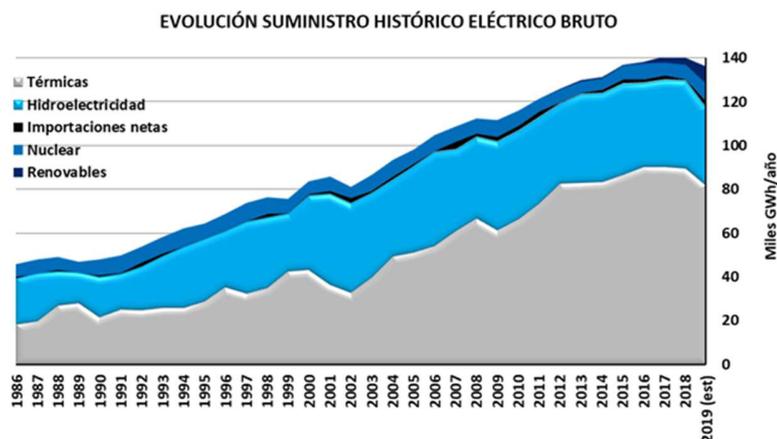
- La **CTE** de GMSA fue habilitada comercialmente en septiembre 2017, con dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW cada una, y en febrero 2018 con una tercera turbina de 50 MW.
- La **CTI** de GMSA obtuvo en agosto 2017 la habilitación comercial de una turbina Siemens SGT800 de 50 MW, y en febrero 2018 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

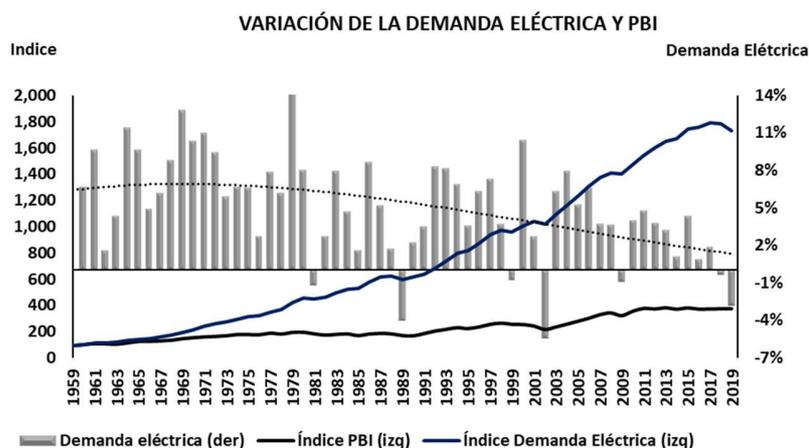
INCREMENTO OFERTA NOMINAL (MW) - DATOS NOMINALES							
PERÍODO	TÉRMICO	HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	EÓLICA SOLAR	TOTAL PERÍODO	DISTRIBUCIÓN POR REGIMEN REGULATORIO
1992-2019	17,752	5,049	750	44	2,048	25,643	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	35.6%
2002-2015	6,948	1,734	750	0	195	9,627	37.5%
2016-Sep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

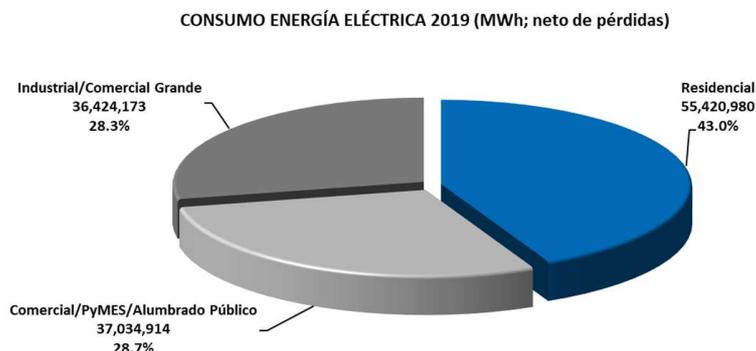
La correlación entre evolución del PBI y demanda eléctrica muestra una dispersión importante, aunque puede concluirse que ante reducción fuerte del PBI la demanda eléctrica cae relativamente poco. Igualmente debe considerarse que, en un entorno de crecimiento económico bajo, la demanda eléctrica crece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

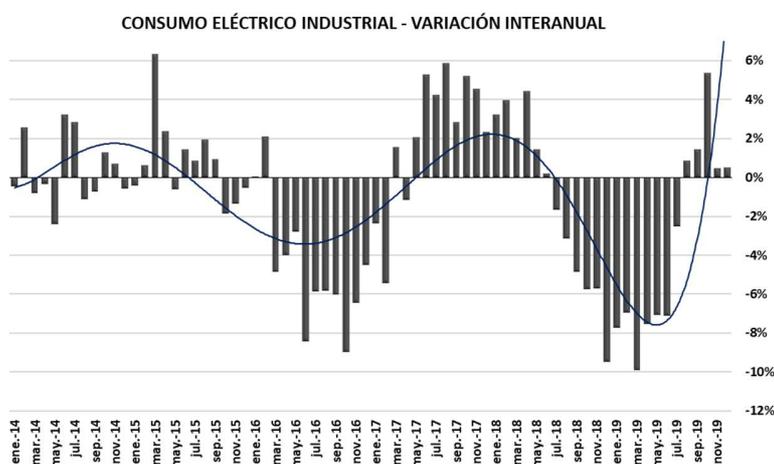


En 2019 se produjo una fuerte reducción de -2.9% en la demanda anual de energía eléctrica. El segmento de demanda eléctrica residencial redujo su demanda en -2.9% en 2019 tras expansión de 2.0% en 2018, influida por las temperaturas de invierno y verano. En 2017 la demanda eléctrica de este segmento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

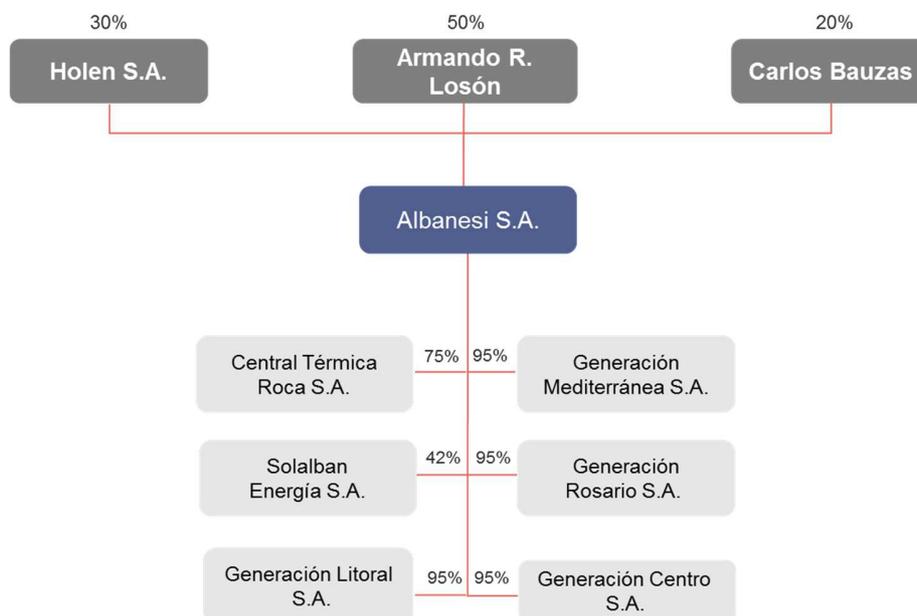
(2) Patrimonio neto / Pasivo total

(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 caso 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