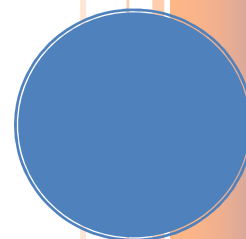


Generación Mediterránea S.A.

Memoria Ejercicio 2020



Contenido

1.	ACTIVIDAD DE LA COMPAÑÍA	3
2.	CONTEXTO MACROECONÓMICO	5
3.	PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2020	20
4.	ESTRUCTURA SOCIETARIA	34
5.	PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2021	35
6.	DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS	37
7.	AGRADECIMIENTOS	37

Memoria Ejercicio 2020

Sres. Accionistas de GMSA,

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 2020.

1. ACTIVIDAD DE LA COMPAÑÍA

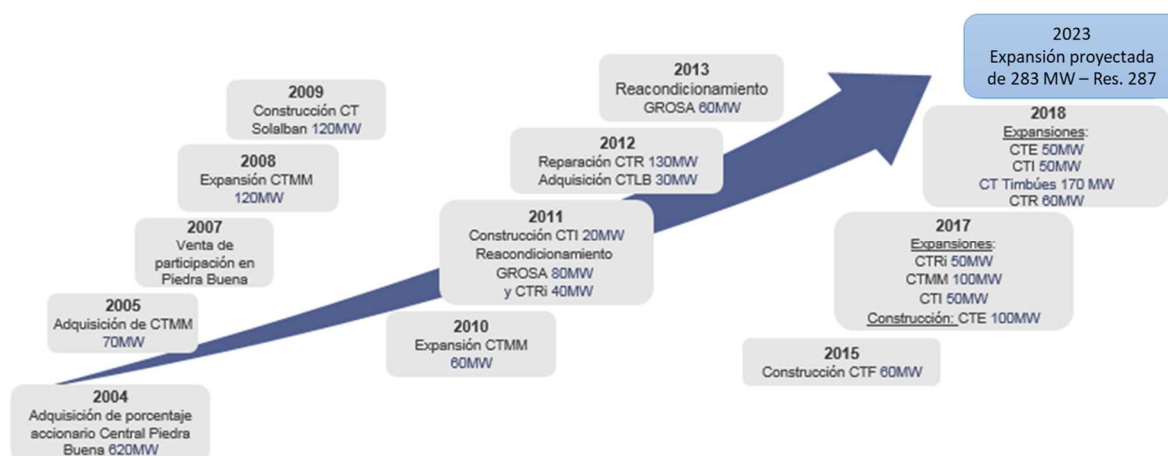
GMSA, es una sociedad cuya actividad principal es la generación de energía térmica convencional. Cuenta con 6 centrales térmicas operativas distribuidas a lo largo del país, que comercializan la energía generada bajo distintos marcos regulatorios, todas alimentadas con gas natural y gasoil como combustible alternativo. La capacidad nominal instalada de GMSA, es de 900 MW.

Centrales	Capacidad nominal instalada	Resolución	Ubicación
Central Térmica Modesto Maranzana (CTMM)	350 MW	S.E. 220/07, 1281/06 Plus y SE 31/2020	Río Cuarto, Córdoba
Central Térmica Independencia (CTI)	220 MW	S.E. 220/07, 1281/06 Plus, SEE 21/16 y SE 31/2020	San Miguel de Tucumán, Tucumán
Central Térmica Frías (CTF)	60 MW	S.E. 220/07 y SE 31/2020	Frías, Santiago del Estero
Central Térmica Riojana (CTRi)	90 MW	S.E. 220/07 y SE 31/2020	La Rioja, La Rioja
Central Térmica La Banda (CTLB)	30 MW	SE 31/2020	La Banda, Santiago del Estero
Central Térmica Ezeiza (CTE)	150 MW	SEE 21/16	Ezeiza, Buenos Aires
Capacidad nominal instalada total	900 MW		

GMSA es controlada con el 95% del capital y de los votos por Albanesi S.A., cuya actividad principal es inversora y financiera. ASA fue constituida en el año 1994. A través de sus sociedades controladas y relacionadas ha invertido en el mercado energético en el segmento de generación y comercialización de energía eléctrica, siendo ésta su actividad principal a la fecha.

El Grupo Albanesi posee a la fecha de firma de los presentes estados financieros una capacidad instalada total de 1.520 MW, ampliándose con 283 MW adicionales contando todos los nuevos proyectos adjudicados actualmente en obra.

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 SE instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar nueva generación térmica de tecnología de cierre de ciclo combinado y cogeneración, con compromiso de instalación y puesta en marcha de nueva generación 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, Provincia de Córdoba. El proyecto consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT800 de 54 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 de la misma. 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 turbina de vapor, aportará 65 MW, sin consumo adicional de combustible, alcanzando el ciclo completo un consumo específico de 1.590 Kcal/KWh.

Otro de los proyectos adjudicados fue el cierre de ciclo combinado de las unidades TG01, TG02 y TG03 de CTE. El proyecto objeto de esta oferta consiste en: i) la instalación de una cuarta turbina de gas Siemens SGT-800, de 54 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 CTE permitirá entonces aportar 138 MW adicionales al SADI. Si bien, la nueva TG a instalarse 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.

El 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión temporal del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017, respecto de los casos que no alcanzaron la habilitación comercial al momento de la publicación de la citada Nota. La suspensión instruida se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. La suspensión del cómputo de plazo se extiende por 180 días desde la fecha de publicación del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 260 del 12 de marzo de 2020.

Con fecha 25 de Septiembre de 2020, se envió Nota a CAMMESA aceptando los términos indicados en Nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC en la que se extiende la suspensión del cómputo del plazo mencionado en el párrafo anterior hasta el 15 de Noviembre de 2020.

El avance en los proyectos se ha limitado por cuestiones de prudencia hasta contar con el financiamiento que garantice finalizar las obras requeridas para el inicio de operación comercial, sosteniendo únicamente pagos menores bajo los principales contratos de compra de equipamiento.

2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Contexto internacional

La contracción del crecimiento mundial de 2020 se estima que fue un -3,5% según informe de enero 2021 del World Economic Outlook de Fondo Monetario Internacional (FMI), como consecuencia de la pandemia global que impacto en el 2020.

La reciente aprobación de vacunas ha alentado la esperanza de que la pandemia llegue a un punto de inflexión más adelante en el año, pero las nuevas olas y variantes del virus generan inquietudes acerca de las perspectivas. En medio de esta excepcional incertidumbre, se proyecta que la economía mundial crezca 5,5% en 2021 y 4,2% en 2022.

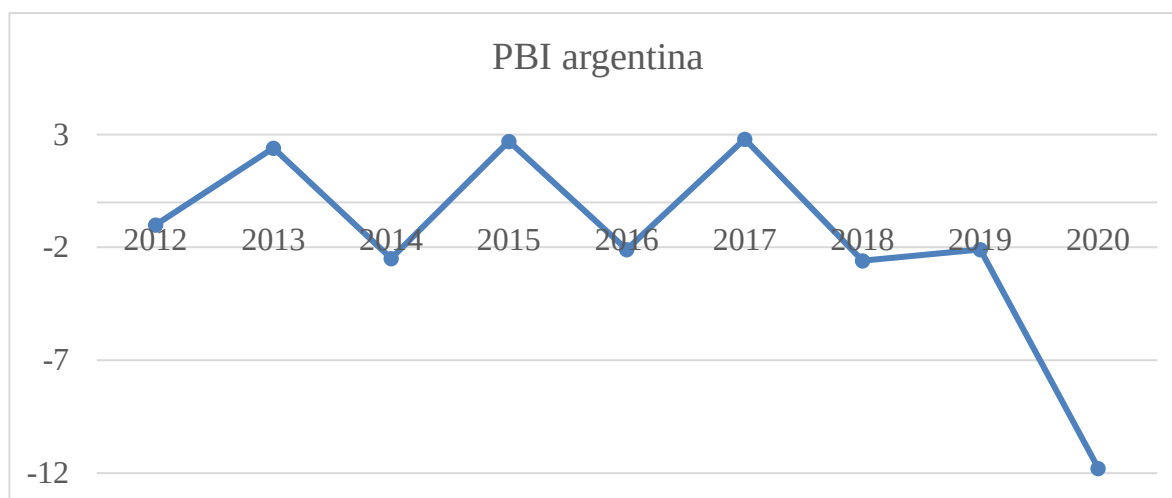
Según las proyecciones del FMI, la solidez de la recuperación varía considerablemente entre países, dependiendo del acceso a intervenciones médicas, la eficacia del apoyo de las políticas, la exposición a repercusiones económicas transfronterizas y las características estructurales de cada economía al inicio de la crisis

Contexto regional

Muchos países de América Latina duramente golpeados por la pandemia enfrentan desaceleraciones muy profundas. Se estima que la contracción del producto para el 2020 sea de un -7,4% mientras que se proyecta una recuperación del 4,1% en el 2021 y 2,9% en el 2022. El repunte proyectado para 2021 no bastará para recuperar el año próximo el nivel de actividad de 2019.

Argentina

La contracción del Argentina de 2020 se estima que fue un -10,4% según informe de enero 2021 del World Economic Outlook de FMI. Después de tres años consecutivos de recesión, que incluyó el desplome histórico de 2020 asociado al impacto del coronavirus, el FMI proyecta un crecimiento 4,5% en el 2021 y 2,7% en el 2022.



La actividad económica de Argentina acumulada hasta noviembre 2020 – medida por el EMAE (Estimador Mensual de Actividad Económica), tuvo una caída de 10,6% respecto al acumulado al mismo período de 2019.

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 2020 muestra un decrecimiento de 10,2% con relación al mismo período del año anterior.

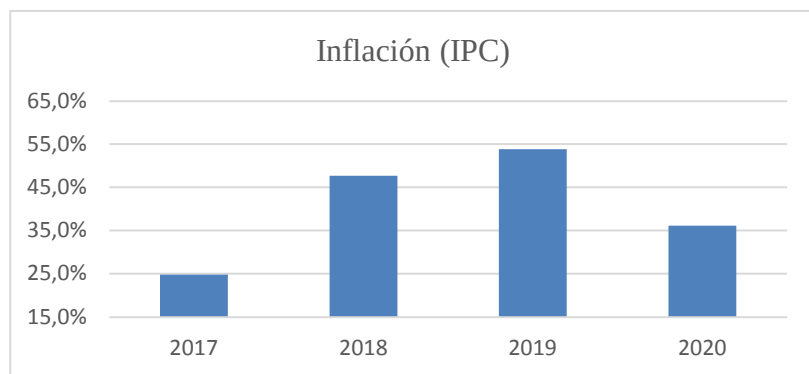
La evolución macroeconómica del tercer trimestre de 2020 determinó, de acuerdo con las estimaciones preliminares, una variación en la oferta global, medida a precios de 2004, de -12,6% con respecto al mismo período del año anterior, debido a la baja de 10,2% del PIB y a la variación de -22,0% en las importaciones de bienes y servicios reales.

En la demanda global se observó una disminución de 10,3% en la formación bruta de capital fijo, el consumo privado cayó 14,7%, el consumo público descendió 6,5% y las exportaciones de bienes y servicios reales registraron un descenso de 17,0%.

En términos desestacionalizados, con respecto al segundo trimestre de 2020, las importaciones crecieron 10,9%, el consumo privado registró un incremento de 10,2%, el consumo público aumentó 2,7%, la formación bruta de capital fijo tuvo una variación de 42,9%, mientras que las exportaciones se contrajeron 1,4%.

En lo que respecta a la actividad industrial medida por el Índice de producción industrial manufacturero (IPI manufacturero), en diciembre de 2020 muestra una suba de 4,9% respecto a igual mes de 2019. El acumulado enero-diciembre de 2020 presenta una disminución de 7,6% respecto a igual período de 2019. Por su parte, el índice de la serie desestacionalizada muestra una variación positiva de 0,9% respecto al mes anterior y el índice serie tendencia-ciclo registra una variación positiva de 1,1% respecto al mes anterior.

Respecto a la evolución de los precios, de acuerdo el IPC (Índice de Precios Consumidor) alcanzó un 36,1% acumulado en 2020 (Indec) versus un 53,8% para el 2019. A continuación, se detalla la inflación de los últimos 4 años.



Según el informe del INDEC del Intercambio Comercial Argentino, en los doce meses de 2020, las exportaciones alcanzaron 54.884 millones de dólares y las importaciones, 42.356 millones de dólares. El intercambio comercial (exportaciones más importaciones) disminuyó 14,9% y alcanzó un valor de 97.240 millones de dólares. La balanza comercial registró un superávit de 12.528 millones de dólares. Las exportaciones del 2020 disminuyeron 15,7% (-10.231 millones de dólares) con respecto al 2019 por baja en las cantidades y los precios de 13,2% y 2,9%, respectivamente. Las importaciones del 2020 disminuyeron 13,8% (-6.769 millones de dólares) con respecto al 2019 por caída en las cantidades de 10,7% y en los precios de 3,5%. En los doce meses de 2020, los principales socios comerciales (tomando en cuenta la suma de exportaciones e importaciones) fueron Brasil, China y Estados Unidos, en ese orden. Las exportaciones a Brasil alcanzaron 7.956 millones de dólares y las importaciones, 8.685 millones de dólares. El saldo comercial fue deficitario en 729 millones de dólares. Las exportaciones a China sumaron 5.394 millones de dólares y las importaciones, 8.664 millones de dólares. El déficit comercial en este caso fue de 3.270 millones de dólares. Las exportaciones a Estados Unidos sumaron 3.313 millones de dólares y las importaciones alcanzaron 4.414 millones de dólares. El déficit con dicho país fue de 1.101 millones de dólares. Estos tres socios en conjunto absorbieron 30,4% de las exportaciones de la Argentina y abastecieron 51,4% de las importaciones.

El tipo de cambio oficial mayorista concluyó el 2020 en \$ 84,15, por lo que la devaluación acumulada en 2020 alcanzó el 40,5%.

El Banco Central fue comprador neto de divisas en diciembre 2020, tras reducir progresivamente su posición vendedora a partir de septiembre. Esto permitió que el saldo de Reservas Internacionales acumulara un aumento de US\$758 millones respecto al cierre del mes previo, finalizando el año en US\$39.410 millones.

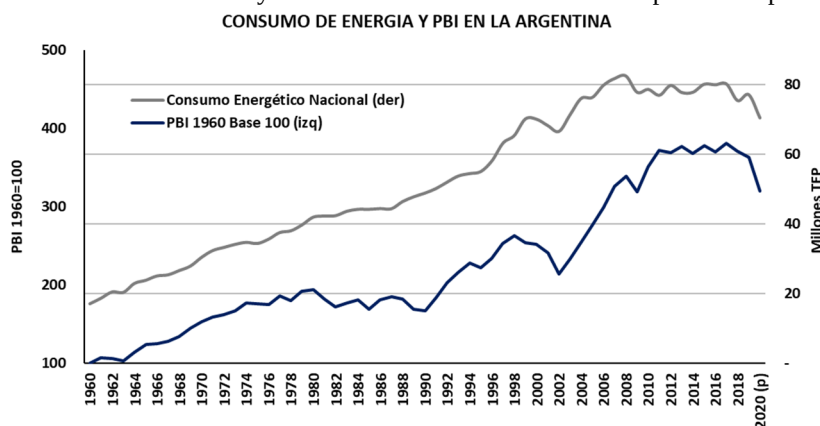
La Base Monetaria de diciembre 2020 fue en promedio de \$ 2.425,0 mil millones en comparación con \$ 1.734,0 millones, lo que representó un incremento del 39,8%.

Características estructurales del sector energético

La demanda y consumo energético en la Argentina mantiene un coeficiente de correlación positivo con el Producto Bruto Interno, que significa que a mayor crecimiento económico la demanda energética consolidada de todos los productos energéticos también se incrementa. La evolución inversa también se cumple con menor intensidad, ya que a disminución de la actividad económica se corresponde una reducción en el consumo energético de menor magnitud.

El crecimiento histórico del consumo energético tuvo un promedio anual de 2,5% en los últimos 61 años¹, y un promedio anual normalizado de solo 0,3% anual ² desde la Gran Crisis de 2002. La importante caída de consumo energético y del PBI en 2020 - que estimamos en -8,7% y -12,0% respectivamente – influye en la reducción de los promedios.

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.

En 2018 la recesión económica – con contracción de -2,6% respecto al buen nivel económico de 2017 - y meses de verano con temperaturas inferiores a las del año previo, tuvieron impacto mínimo en la demanda de energía del 0,4% respecto a 2017.

En 2019, la nueva caída del PBI de -2,1% respecto a 2018, mostró una disminución del 3% en el consumo energético respecto a 2018. Las primeras estimaciones para 2020 con la crisis económica debido a las medidas drásticas de aislamiento por el COVID 19 – una histórica contracción económica estimada en -10,4%, podría mostrar una reducción mínima de -1,6% en el consumo energético respecto a 2019.

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

¹ Datos oficiales desde 1959 a 2019, y estimación preliminar elaborada por G&G Energy Consultants para 2020.

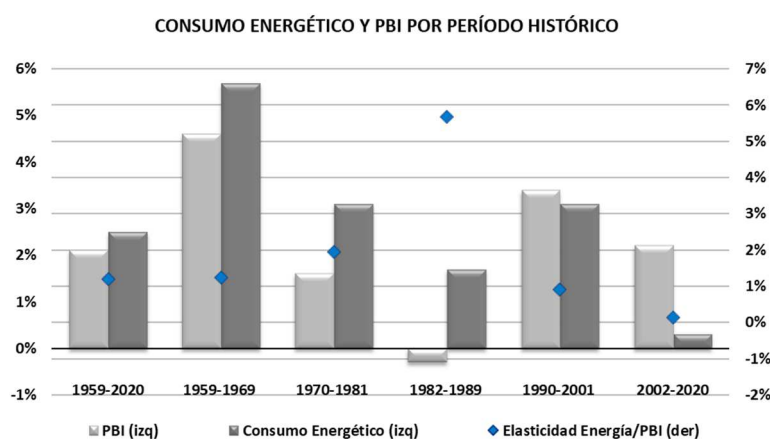
² Datos oficiales de Secretaría de Energía hasta 2019 en consumo energético, con datos de 2020 estimados preliminarmente por G&G Energy Consultants.

habían mostrado importantes y por sobre la media histórica entre 2003 y 2011, influidos en parte 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
1959-2020	2.1%	2.5%	1.19
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
2002-2020	2.2%	0.3%	0.14

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 amplios³, 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.

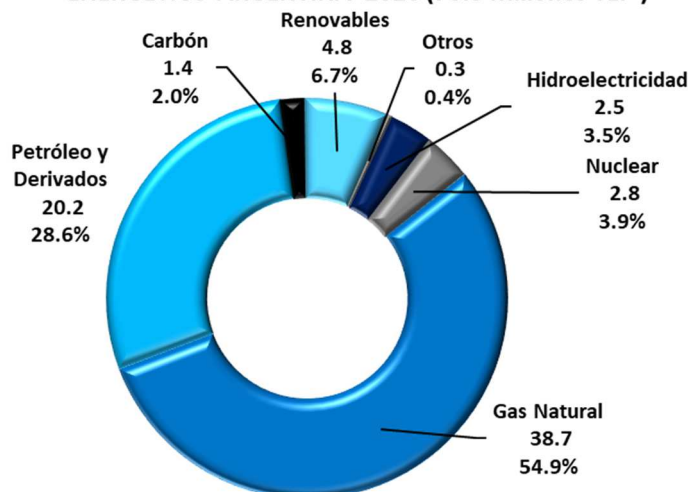


La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos, con 86,8% en 2016, 86,5% en 2017, 85,8% en 2018, y 86,1% en 2019; estimamos pocos cambios en 2020, probablemente en 85,4% por el importante avance relativo de fuentes renovables en abastecimiento eléctrico⁴. 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, como también en fuentes de origen renovable para generación eléctrica especialmente en 2019 y 2020.

³ 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.

⁴ Últimos datos oficiales de 2019. Estimación de 20209 elaborada por G&G Energy Consultants, expresado en millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo para Consumo Primario Energético.

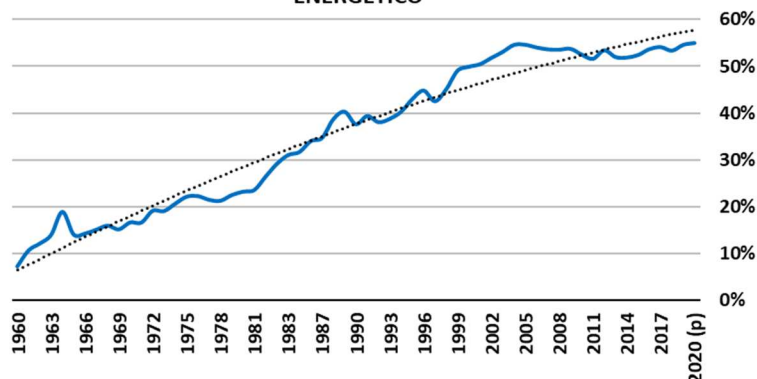
ESTIMACIÓN PRELIMINAR CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2020 (70.5 Millones TEP)



La característica estructural de tan alta dependencia de derivados del petróleo y del gas natural se da en pocos países, que coincidentemente 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 en favor de fuentes hidroeléctricas o renovables. Igualmente, los diferentes Gobiernos se han auto impuesto objetivos ambiciosos de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento energético, que ya encuentran limitaciones de transmisión eléctrica.

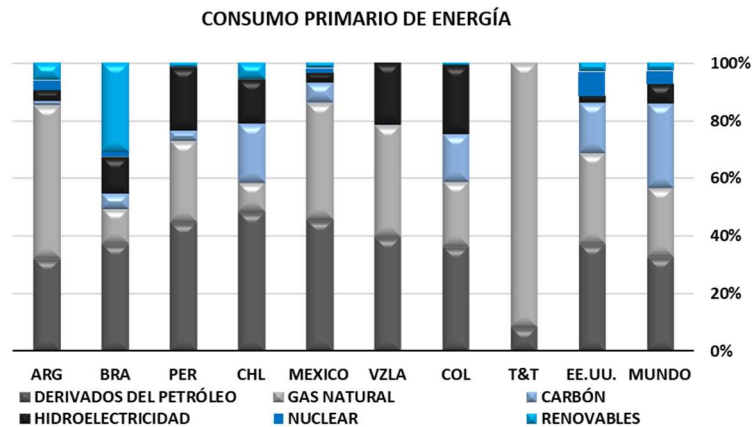
La elevada dependencia del gas natural – 53,2% en 2018, 54,5% en 2019 y un estimado de 54,9% en 2020 -, fluctúa anualmente en función de las cantidades importadas de gas natural desde Bolivia, de Gas Natural Licuado (GNL) de diverso origen, y de producción local de distintas cuentas para satisfacer la demanda. A pesar de la mayor producción local que se manifestó plenamente en los inviernos 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 termoeléctrica⁵. En el invierno 2020 se manifestó una situación de mayor déficit de oferta por la importante reducción de oferta local de gas que se detallará en secciones específicas de este Informe.

PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN CONSUMO INTERNO ENERGETICO

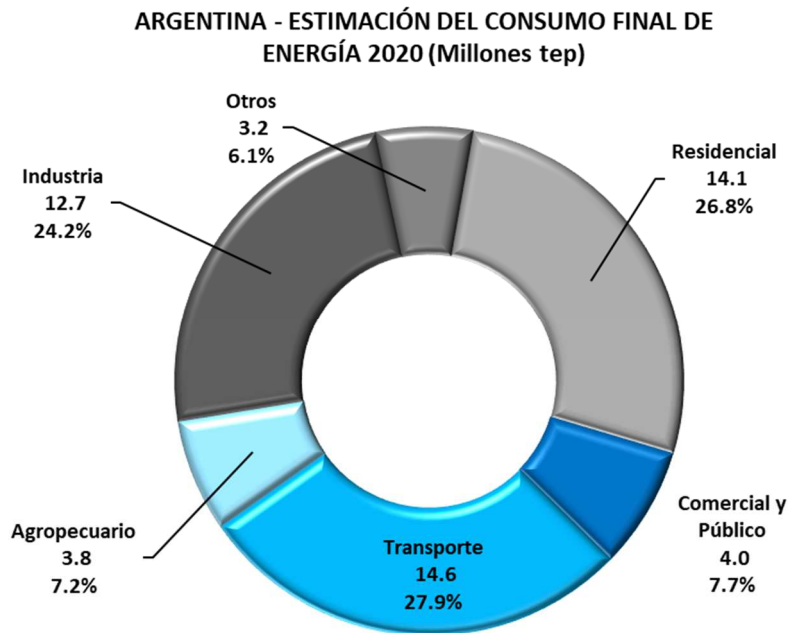


⁵ De no existir restricciones a la demanda de gas, su participación en la matriz primaria sería superior aún.

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 54 y 55% 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.

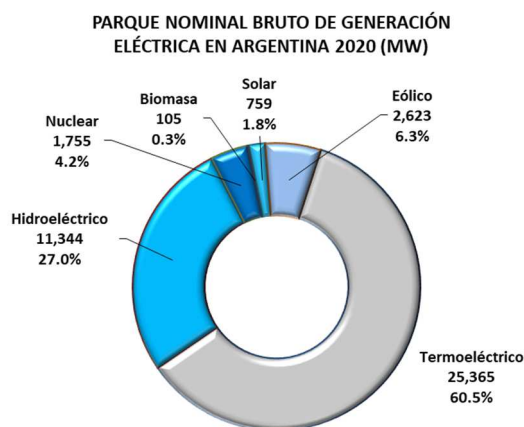
- Reducción en la oferta energética local en gas natural y petróleo durante el 2020, en consonancia con reducción adicional de la demanda interna tras años de estancamiento. La fuerte reducción de la oferta de hidrocarburos revirtió la recuperación evidenciada en 2018 y especialmente en 2019, que había permitido reducir la demanda insatisfecha. La reducción de inversión afectada por la crisis económica y sanitaria, llevó a la implementación de un plan de incentivos a la producción de gas lanzado a fin de 2020, que permite anticipar una detención del proceso de caída productiva.
- Demanda menor a la tendencia histórica en 2020 en los segmentos Industrial, Transporte y Comercial tanto en gas natural como en energía eléctrica, por la crisis económica y medidas de aislamiento. El congelamiento tarifario que se extiende desde inicios de 2019, permitió una recuperación de demanda Residencial con mayor demanda de gas y electricidad en meses de invierno, producto del aislamiento domiciliario de gran parte de la población. Un congelamiento de tarifas de gas y electricidad dispuesto mediante Decretos de Necesidad y Urgencia de diciembre 2019 – y que se renovaron durante el 2020 -, podría volver a reiterar el comportamiento de incremento de demanda si la economía se recupera en 2021 como proyectan los especialistas.

SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y ESTRUCTURA DE DEMANDA

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.

CAMMESA reporta la existencia de 41.951 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de 2020, con un incremento neto de 5,7% respecto al fin de 2019, equivalente a 2.247 MW. Este incremento importante se verifica tras el aumento de neto de 1.166 MW o 3,0% respecto a 2018 en la disponibilidad nominal⁶ de fin de 2019.

Una característica importante es que las incorporaciones son de equipamiento nuevo, por lo cual poseen disponibilidad efectiva elevada, y por tanto la potencia disponible operativa estimada por G&G Energy Consultants en el verano 2020/2021 se encontraba en torno a 32.000 MW, incluyendo una reserva rotante del orden de 1.900 MW, con diversas unidades térmicas en mantenimiento y con limitaciones de combustibles, en adición a la baja disponibilidad técnica del parque nuclear y menor hidraulicidad en represas hidroeléctricas por grave sequía⁷. G&G Energy Consultants estima que en condiciones promedio como la que prevaleció durante 2020, la disponibilidad se acerca a 33.000 MW.



⁶ En 2016 habían ingresado 407 MW; en 2017 2.179 MW; y 2.387 MW en 2018, de acuerdo con los datos difundidos por CAMMESA a fin de 2020.

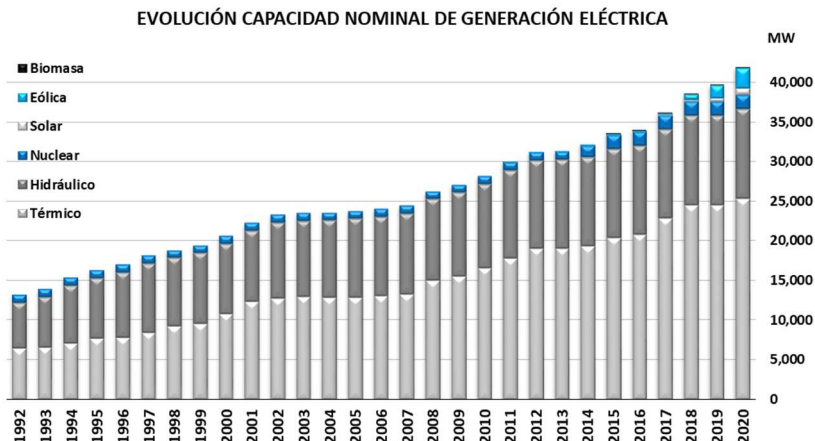
⁷ La diferencia entre la potencia nominal y la efectiva se debe a que algunas unidades poseen restricciones por insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar el rendimiento nominal, pero principalmente porque un número de unidades de generación térmica se encuentran recurrentemente 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 particulares de velocidad puntual del viento y radiación.

Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales como hidroeléctricas o 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 gas natural y combustibles líquidos. Como usualmente la producción de estos combustibles existió en forma previsible y creciente en la Argentina – como volvió a suceder en 2018 y 2019 por mayor inversión en gas natural por desarrollo comercial de tight gas 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 entre 2004 y 2014, en particular gas natural.

El Gobierno 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 de 10 y 15 años de extensión con remuneraciones en dólares estadounidenses. También se incorporaron unidades mediante contratos de largo plazo de 20 años de compra de la energía disponible con CAMMESA 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 que evidencia indisponibilidad recurrente por mantenimientos programados e imprevistos. Una cantidad no menor de unidades de potencia termoeléctrica muestra indisponibilidad de forma recurrente y no se encuentra en condiciones confiables para ser despachada, incluyendo el período de invierno en que las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible.



CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2020												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/ BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	386	40	660	0	1,141	205			2,006	4.8%
COMAHUE	0	501	1,490	81	2,072	0	4,769		252		7,093	16.9%
NOA	261	725	1,945	363	3,294	0	220	493	158	5	4,170	9.9%
CENTRO	3	626	789	51	1,469	648	918	61	128	14	3,238	7.7%
GBA-LIT-BAS	3,870	4,034	8,209	820	16,933	1,107	945		1,125	36	20,146	48.0%
NEA	0	12	0	305	317	0	2,745			51	3,113	7.4%
PATAGONIA	0	286	301	33	620	0	606		959		2,185	5.2%
MÓVIL				0	0						0	0.0%
TOTAL	4,254	6,298	13,120	1,693	25,365	1,755	11,344	759	2,622	106	41,951	100.0%
% TERMICOS	16.8%	24.8%	51.7%	6.7%	100.0%							
% TOTAL					60.5%	4.2%	27.0%	1.8%	6.3%	0.3%	100.0%	

G&G Energy Consultants estima que, al fin de 2020 e inicios de 2021, la potencia efectiva disponible – que es menor a la nominal declarada por las razones ya citadas - llegó al orden de 32.000 MW incluyendo reserva rotante de 1.900 MW -, que no requirió ser utilizada en toda su magnitud debido a una demanda acotada en 2020 e inicios de 2021 – pese al leve incremento en el récord de potencia el 25 de enero de 2021 -, tal como sucediera en 2019 y 2018, sin inconvenientes para atender la demanda.

El récord de demanda de potencia para un día hábil que se mantenía desde febrero 2018 con 26.320 MW⁸, fue superado el lunes 25 de enero de 2021 con un leve incremento de 0,5% ascendiendo a 26.450 MW. El fin de semana previo de altas temperaturas se superó el récord de consumo de potencia para un día sábado, y el de energía diaria para un día domingo.

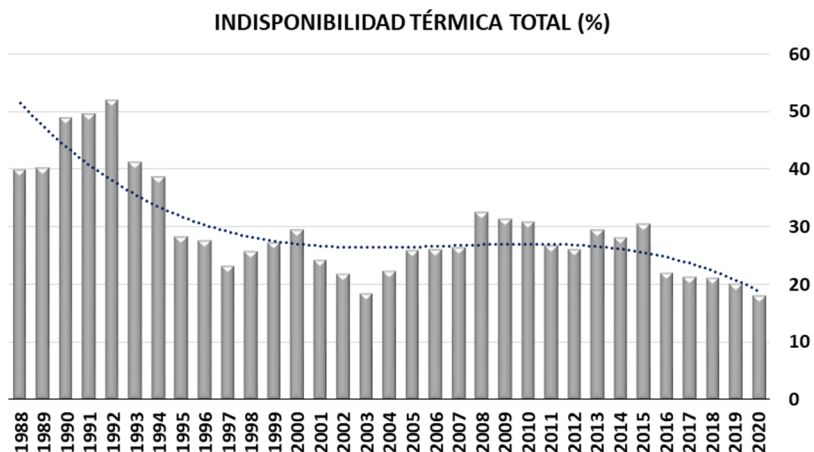
EVOLUCIÓN RECIENTE DE RECORDS DE CONSUMO ELÉCTRICO						
DÍA	RECORDS ANTERIORES		RECORDS ACTUALES		VARIACION	MW
	POTENCIA (MW)					
Sábado	30-dic-17	22,543	23-ene-21	22,611	0.3%	68
Domingo	25-ene-15	21,024	27-dic-15	21,973	4.5%	949
Día Hábil	8-feb-18	26,320	25-ene-21	26,450	0.5%	130
DÍA	ENERGÍA (GWh/d)				VARIACION	GWh
Sábado	18-ene-14	477.9	30-dic-17	478.4	0.1%	0.5
Domingo	26-feb-17	437.6	24-ene-21	457.8	4.6%	20.2
Día Hábil	8-feb-18	543.0	29-ene-19	544.4	0.3%	1.4

Como se mencionó, en enero de 2021, la demanda máxima de potencia eléctrica superó el registro de 2018, con un excedente de capacidad de generación más holgado. Se destaca la preponderancia del parque termoeléctrico en el despacho, con 17.274 MW en un record absoluto, comparado con 17.023 MW del anterior record del 8 de febrero de 2018.

La indisponibilidad termoeléctrica también mejoró, ya que los generadores con unidades previas que no cuentan con contratos a término con CAMMESA invirtieron hasta 2018/2019, en que comenzó a reducirse la remuneración que perciben.

⁸ El 29 de enero de 2019 se superó el récord de demanda de energía para un día hábil con 544 MWh.

Los ingresos por diferentes conceptos incrementados en 2016 a 2018 se utilizaron para mantener el parque en condiciones de disponibilidad y así recibir pagos por su disponibilidad. La incorporación de gran cantidad de unidades nuevas permitió compensar un incremento en la indisponibilidad de unidades más antiguas.



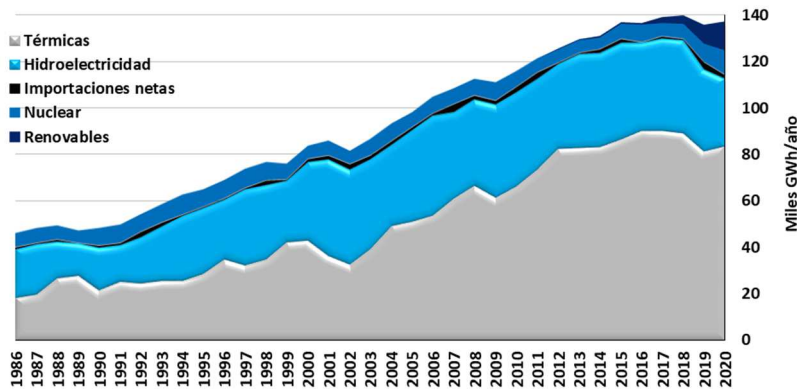
El incremento de potencia disponible efectiva mejoró sensiblemente en los últimos tres años y continuará en 2021 con el ingreso de algunas centrales aún en construcción. Las empresas del Grupo Albanesi continuaron invirtiendo en varias centrales con el cumplimiento de incorporación de potencia en general en plazos convenidos con nuevas unidades ingresadas como una unidad de cogeneración Renova.

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 351 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:

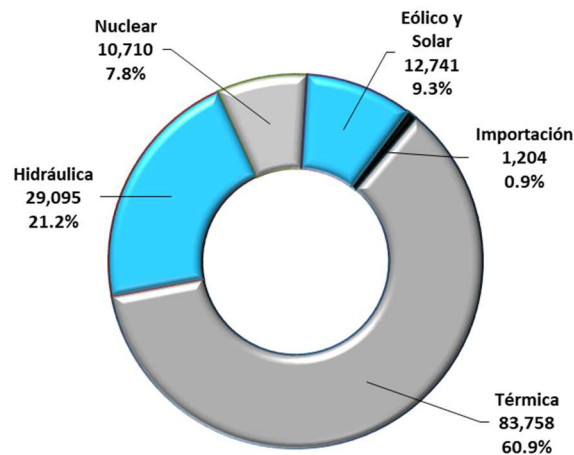
- El proyecto de cogeneración de la Central Arroyo Seco en la provincia de Santa Fe, en asociación con Dreifus – productor de aceite y crushing de soja -
- Cierre de Ciclo por 125 MW adicionales en la CT Modesto Maranzana, en Córdoba, en proceso de obtención de financiamiento.
- Cierre de Ciclo por 150 MW en la CT Ezeiza, en Buenos Aires, en proceso de obtención de financiamiento.

La Demanda Bruta de Electricidad para mercado interno y externo – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de 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.

EVOLUCIÓN SUMINISTRO HISTÓRICO ELÉCTRICO BRUTO



SUMINISTRO ENERGÍA ELÉCTRICA 2020 (GWh/año)

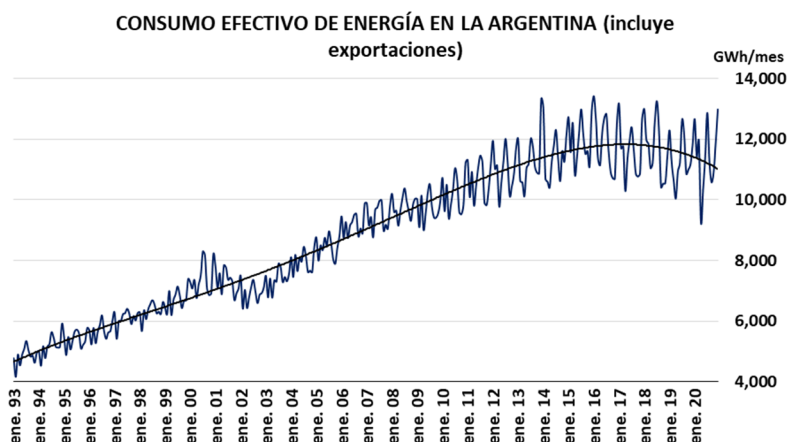


La demanda de energía eléctrica mostró entre 2016 y 2020 un desaceleramiento de su tendencia al crecimiento, con un agravamiento en 2019 en parte influido por temperaturas invernales moderadas. En 2020, la contribución de exportaciones importantes a Brasil en los últimos meses, permitió mostrar un leve repunte de 1.2% respecto a 2019, aunque el mercado interno se redujo. La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía como el 2016, 2018, 2019 y especialmente 2020, con influencia de los ajustes tarifarios que se implementaron hasta febrero 2019 para mejorar parcialmente la cobertura del costo de abastecimiento eléctrico. A pesar del congelamiento tarifario desde esa fecha, estimamos la reducción de demanda interna bruta de electricidad en -2,9% en 2019 y -1,0% en 2020.

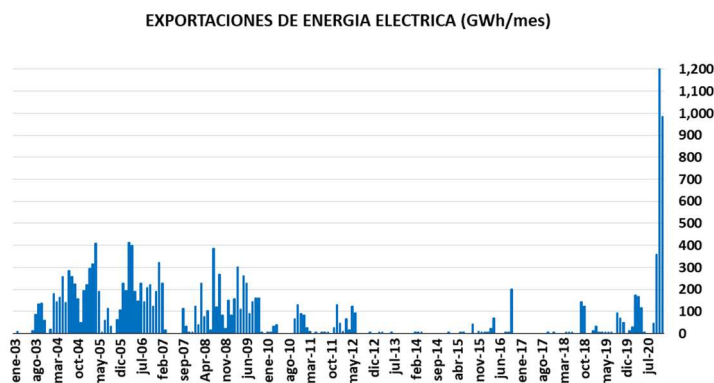
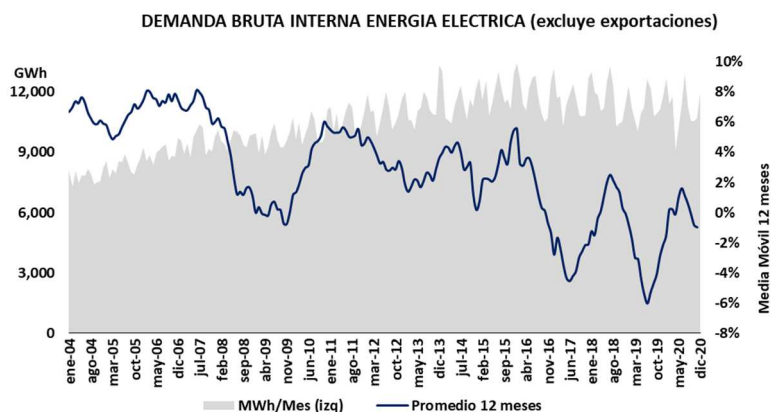
Demanda de energía eléctrica

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; estimamos cambios menores en 2020, posiblemente con menor participación por el inusual aislamiento de varios meses. 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 en el 2020, según las estimaciones de G&G Energy Consultants indica una reducción de demanda bruta interna de -1,6% pese al congelamiento tarifario. 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.

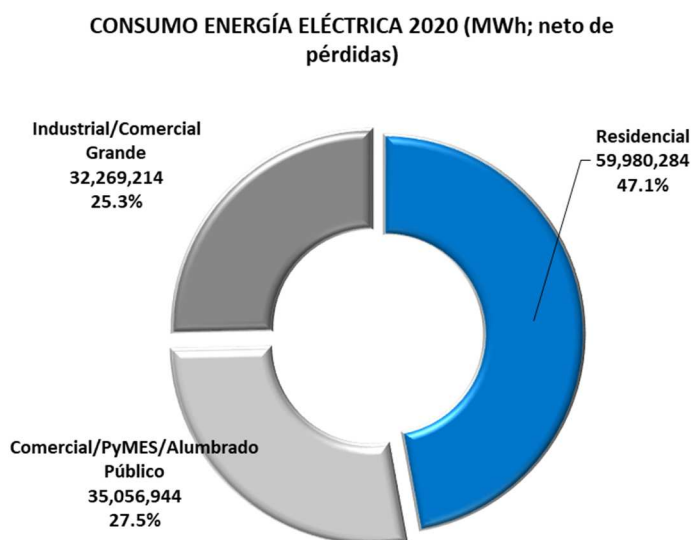
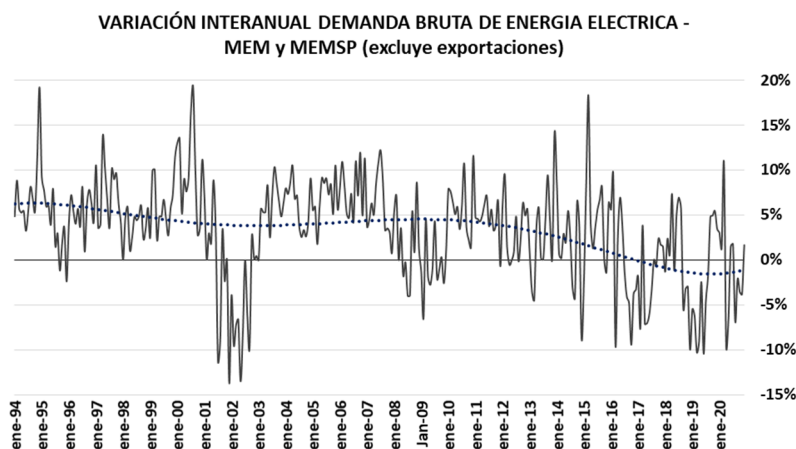


La reducción de la demanda de energía puede advertirse en la evolución del promedio móvil de doce meses, que muestra la inercia del proceso hasta mitad de 2019, incipiente recuperación posterior, y renovada caída por efecto del aislamiento social.



Un análisis interanual directo – a diferencia del promedio móvil de doce meses, que es útil para ver los cambios de tendencia– muestra caídas desde fines de 2015 de la actividad económica muestra caídas y en especial el sector industrial que es muy importante en el consumo total de electricidad. En 2017 la actividad industrial se recuperó, y la demanda bruta anual de

energía mostró una expansión moderada de 1,8%. En 2018, la recesión económica y las temperaturas moderadas de noviembre y diciembre, afectaron la demanda de los últimos meses finalizando con una contracción de -0,4%. En 2019 se produjo una fuerte reducción de -2,9% en la demanda anual de energía eléctrica.



El segmento de demanda eléctrica residencial se contrajo -2,0% en 2019 tras expansión de 2,0% en 2018, influida por las temperaturas de invierno y verano. En 2020 se registró un fuerte aumento de 7,6% por el congelamiento tarifario y el aislamiento social, con más personas en sus domicilios.

El segmento de demanda eléctrica comercial en 2017 se redujo -0,4% y en 2018 otro -0,4%. En 2019 la tendencia se acentuó a -3,2%. 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. En 2020 se registró una fuerte contracción de -5,6% por la grave crisis económica que afecta a estos 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 de ese 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 finalizó 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 -3,6%, resaltándose la recuperación de algunos meses. **En 2020 se registró una fuerte contracción de -11,6%** por la grave crisis económica, con recuperación a fin de año al comparar con malos meses de 2019.



3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2020

3.1 Energía Eléctrica

Durante el año 2020, la demanda de energía eléctrica disminuyó un 1,6% comparado con el año anterior. La caída más importante de la demanda se dio en el segundo trimestre de 2020, durante el período de ASPO, en el que se registró un 7,3% de disminución de la demanda eléctrica comprada con el mismo período de 2019. La caída de la demanda industrial durante el segundo trimestre de 2020 alcanzó el 16%, compensado con un aumento de la demanda residencial del 8,7%.

CTMM

Uno de los principales objetivos de GMSA en el año 2020 fue renovar los contratos con Grandes Usuarios en el Mercado a Térmico. Esto fue logrado exitosamente manteniendo un margen razonable. La potencia de las unidades TG03 y TG04 se encuentra contratada en su totalidad. La duración de los contratos celebrados abarca de 1 a 2 años.

En lo que respecta al Contrato de Abastecimiento MEM celebrado con CAMMESA en el marco de la Res. SE 220/2007 por 45MW de la unidad TG05, se cumplió con los objetivos de disponibilidad detallados en el mismo y por lo tanto no se generaron penalidades por indisponibilidad significativas durante el año. El Contrato venció el 18 de septiembre de 2020, pasando toda su potencia a ser remunerada bajo Resolución 31/2020, pudiendo también ser comercializada en el Mercado a Término.

El Ciclo Combinado cumplió con los objetivos de disponibilidad de potencia comprometida con CAMMESA, logrando maximizar la remuneración de potencia.

La disponibilidad del Ciclo Combinado fue del 100%. Las unidades del ciclo abierto MMARTG03 y MMARTG04 registraron una disponibilidad promedio anual del 98%. La disponibilidad de la unidad MMARTG05 fue del 99% y de las unidades MMARTG06 y MMARTG07 fue del 100%, conformando un promedio anual del 99%. La generación de energía en la Central fue de 408.758 MWh durante el año 2020, concentrada principalmente en las unidades TG03, 04 y 05 que abastecen a Grandes Usuarios del MEM.

CTI

Durante el año 2020, las unidades de CTI operaron con bajo nivel de despacho, cumpliendo con los objetivos de disponibilidad comprometida en el Contrato de Demanda bajo Resolución 220/2007 y 21/2016. Por lo tanto, no se generaron penalidades por indisponibilidad significativas durante el año.

Las nuevas unidades instaladas en el marco de la Resolución 21/2016, TG03 y TG04, alcanzaron una disponibilidad promedio anual del 100%, cumpliendo con la potencia comprometida en el Contrato de Demanda Mayorista. Por último, la energía generada durante el 2020 por las cuatro unidades fue de 92.902 MWh.

CTRI

En el año 2020 tuvo una disponibilidad promedio de planta del 99% y la energía generada ascendió a 33.746 MWh y el 95% de la misma correspondió a la unidad TG24, habilitada en el año 2017.

CTLB

En el año 2020, se cumplió con los objetivos de disponibilidad, logrando la remuneración completa del Costo Fijo. La Central tuvo una disponibilidad promedio de planta del 100%.

CTF

En el año 2020 la Central alcanzó una disponibilidad promedio del 85%. La Central registró una energía generada de 17.045 MWh.

CTE

Desde sus comienzos de operación en el mes de octubre de 2017, la disponibilidad de ambas unidades fue del 98% lo que permitió cumplir holgadamente con la disponibilidad comprometida en los Contratos de Demanda celebrados en el marco de la Resolución 21/2016.

La energía generada en el año 2020 ascendió a 146.962 MWh

3.2 Mantenimiento

CTMM

El objetivo de las tareas de mantenimiento durante el ejercicio fue el de sostener la disponibilidad de las unidades de ciclo combinado y de las unidades de ciclo abierto. El plan de mantenimiento abarcó todas las unidades y los equipos auxiliares. Debido a las acciones realizadas, el objetivo anteriormente expuesto fue alcanzado.

Durante el ejercicio se han llevado a cabo los mantenimientos programados menores predictivos y preventivos en las UG 01 y 02 del Ciclo Combinado; UG 03, 04 y 05 – Turbinas PWPS FT8; y las UG 06 y 07 – Turbinas Siemens SGT 800, recomendados por el manual del fabricante según las horas de marcha.

Con PWPS se mantuvo vigente los acuerdos de mantenimiento, se inició el plan de mantenimientos mayores en cuatro PT y una GG, el cual se realiza en los talleres de PWPS en USA.

Asimismo, se mantuvieron vigentes los acuerdos de asistencia remota y local de Siemens Suecia y Argentina.

CTI

El objetivo, finalmente cumplido, de las tareas de mantenimiento durante el ejercicio fue el de mantener la disponibilidad de las unidades generadoras. El plan de mantenimiento abarcó todas las unidades y los equipos auxiliares.

Durante el ejercicio se han llevado a cabo los mantenimientos programados menores predictivos y preventivos en las UG 01 y 02 – Turbinas PWPS FT8 y las UG 03 y 04 – Turbinas Siemens SGT 800, recomendados por el manual del fabricante según las horas de marcha.

Asimismo, se mantuvieron vigentes los acuerdos de asistencia remota y local de Siemens Suecia y Argentina.

CTRi

El objetivo, finalmente cumplido, de las tareas de mantenimiento durante el ejercicio fue mantener la disponibilidad de las unidades generadoras. El plan de mantenimiento abarcó tanto a las UG, como a los equipos auxiliares.

Durante el ejercicio se han llevado a cabo los mantenimientos programados menores predictivos y preventivos en las UG 21, 22 y 23 – según las recomendaciones del manual del fabricante y las buenas prácticas del arte.

Para la UG 24 Siemens SGT 800, se realizó el mantenimiento medio, recomendado por el fabricante, según los manuales.

Asimismo, se mantuvieron vigentes los acuerdos de asistencia remota y local de Siemens Suecia y Argentina.

CTLB

El objetivo, finalmente cumplido, de las tareas de mantenimiento durante el ejercicio fue el de mantener la disponibilidad de las unidades generadoras.

El plan de mantenimiento abarcó tanto a las UG, como a los equipos auxiliares y edificios.

Durante el ejercicio se han llevado a cabo los mantenimientos programados menores predictivos y preventivos en las UG 21, y 22 – según las recomendaciones del manual del fabricante y las buenas prácticas del arte.

CTE

El objetivo, finalmente cumplido, de las tareas de mantenimiento durante el ejercicio fue el de mantener la disponibilidad de las unidades generadoras.

El plan de mantenimiento abarcó tanto a las UG, como a los equipos auxiliares y edificios, realizando los mantenimientos Tipo “A” en las turbinas a Gas con personal de SIEMENS Argentina, con asistencia de especialista de Siemens Suecia. Asimismo, se mantuvieron vigentes los acuerdos de asistencia remota y local de Siemens Suecia y Argentina.

3.3 Medio Ambiente

Sistema de Gestión Ambiental Corporativo

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

La certificación ISO 14001:2015, en particular, se encuentra disponible con alcance corporativo, para las siguientes centrales de generación de energía eléctrica del Grupo Albanesi: (GROSA, CTR, 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 histórica de incidentes ambientales producto de una cultura de trabajo arraigada en profundos valores éticos y profesionales
- El eficiente proceder demostrado frente a las acciones correctivas necesarias y la erradicación definitiva de sus causas raíces, la contención segura de los riesgos y el logro de nuevas oportunidades de mejora.
- La atención en tiempo y forma brindada al cumplimiento de los requisitos legales.
- La superación en la gestión de los aspectos ambientales de la actividad con especial consideración de sus ciclos de vida y los intereses implicados de sostenibilidad ambiental. La eficacia, fluidez y claridad de las comunicaciones internas para el tratamiento oportuno de las necesidades y desafíos de gestión.
- La preocupación y atención dada a los intereses y expectativas de la comunidad y otras partes externas interesadas.

- La estricta regularidad mantenida en el seguimiento y análisis de los parámetros ambientales.
- Los esfuerzos dedicados, con resultados meritorios, en la preservación del orden, la higiene y el cuidado estético 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”.

Consecuencia de la crisis sanitaria vivida en 2020 por el flagelo de la pandemia de Covid-19, debió suspenderse la ronda de auditorías externas previstas en el transcurso de octubre para el cumplimiento de la segunda etapa de revisión de los Sistemas de Gestión. La actividad a cargo de IRAM (ente certificador contratado por la empresa) se reprogramó para febrero-marzo de 2021. A propósito, es importante mencionar que las medidas preventivas decididas durante el año, en este marco como en otras cuestiones de desempeño interno, han permitido preservar la salud y bienestar de los empleados con suficiente alcance como para garantizar el desarrollo ininterrumpido de los procesos productivos bajo la acostumbrada política de mantenimiento de las instalaciones, operación y control.

3.4 Recursos Humanos

Un año atravesado por la pandemia nos puso en el desafío de encontrar de la manera más eficiente posible una adecuación a los planes trazados previamente para la función.

Siendo gran parte de nuestras actividades declaradas como esenciales, el diseño del plan de trabajo a partir de la vigencia de las medidas de restricción tuvieron como objetivo fundamental “Asegurar la operatividad de la Empresa garantizando la preservación de la salud y bienestar de nuestro personal y sus familias; tanto en las actividades desarrolladas de manera presencial como remota”.

En el marco de la cuarentena dispuesta a través del DNU 297/2020 y en continuidad con las medidas de prevención dispuestas por la compañía antes del inicio de esta, se estableció un plan que contiene un conjunto de medidas implementadas y vigentes a la fecha.

Durante el año unas 240 personas estuvieron trabajando de manera remota lo que representa un aproximadamente un 50% de la dotación total, en tanto que el resto de nuestra dotación lo hizo de manera presencial para operar las centrales de Generación Térmica en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, Santiago del Estero, Tucumán y Río Negro respectivamente; también la actividad vitivinícola en Alto Valle de Río Colorado y Bodega del Desierto respectivamente

A continuación, resumimos el conjunto de acciones implementadas en el Plan:

Antes de la cuarentena:

- o Se dispuso la no asistencia a los lugares de trabajo de aquellas personas denominadas de riesgo. Mayores de 60 años, personas con enfermedades de base y riesgo de comorbilidad con COVID 19
- o A través del área de Tecnología se garantizó la conectividad para iniciar el desarrollo de actividades de esta población de manera remota.
- o En la semana previa al inicio de la cuarentena se estableció un sistema de guardia mínima a efectos de aumentar el distanciamiento social preventivo en cada uno de los sitios de actividad tanto en sede central como en cada sitio de producción.
- o Se incrementaron las medidas de higiene y mantenimiento de las instalaciones, así como las acciones de comunicación y prevención destinadas a aumentar la prevención de manera individual y colectiva.

Desde inicio de la cuarentena 20/03/2020

Comunicación al personal y Sistemas de información de RRHH

- Se utilizaron todos los canales de comunicación para la comunicación de las medidas implementadas y concientizar sobre los cuidados y prevención en relación con la pandemia y la cuarentena. (Canales disponibles: Newsletter RH+; Portal SAP Jam y email)
- En materia de integración de los sistemas de información de RRHH se continuó con la integración de la herramienta para el programa de gestión del desempeño que comenzara con una prueba piloto al cierre del ciclo 2020 y apertura 2021.

Empleos:

El nivel de empleos totales del Grupo se mantuvo estable, descendiendo un 1 % respecto del año anterior. A través de nuestro programa de movilidad interna “MOBI” se pusieron en oferta 9 posiciones para reemplazos por rotaciones y se incorporaron 25 personas de fuente externa fundamentalmente por reemplazos. 68 % de ellas en Operaciones y el otro 32 % en Casa Central.

Capacitación.

Se rediseñaron las actividades de formación planificadas para el año pasando a un formato modular con capacitación vía Remota.

En ese marco se impartieron 12.755 horas de Capacitación al personal en donde el foco estuvo puesto en el desarrollo de habilidades blandas para los Managers (Escuela de habilidades Directivas) y el Staff, además de la formación continua en idiomas y el desarrollo de competencias técnicas para acompañar la evolución en el contenido de los puestos de trabajo

Bienestar y motivación

A través del Newsletter RH+ se desarrollaron contenidos orientados a acompañar el equilibrio entre la vida laboral y profesional en el trabajo remoto.

- Notas sobre ergonomía, seguridad y condiciones de trabajo
- Notas sobre comida saludable
- Manejo del stress

Se efectuaron a la fecha tres encuestas denominadas “COVID 19” - Pulso RH+ - orientado a auscultar la experiencia del empleado y conocer el grado de soporte y satisfacción con las medidas implementadas para facilitar el desarrollo de actividades tanto de manera remota como presencial.

Cada resultado disparó planes de acción para mejorar aspectos clave tendientes a facilitar la experiencia del empleado.

Se indagaron en aspectos tales como.

- o El soporte de Sistemas para el desarrollo de la actividad remota
- o La Comunicación y soporte por parte del management
- o La interacción con colegas, pares y al interior de cada equipo de trabajo
- o La comunicación de la empresa acerca de aspectos de prevención sobre COVID 19

Infraestructura y conectividad para los puestos de trabajo remoto.

- Fortalecimiento de VPN para brindar conectividad de forma segura a la totalidad de personas conectadas de manera remota
- Asistencia y soporte para la conexión vía wifi
- Provisión de laptops y periféricos para las posiciones clave.
- Apoyo y mantenimiento de instalaciones centrales – Servidores

Prevención y funcionamiento en cada lugar donde se desarrollan actividades presenciales

- Redacción e implementación de Protocolo COVID 19 tanto para Operaciones como para Casa Central

- Provisión de elementos de protección personal
- Tapa Boca para todo el personal
- Alcohol en Gel y Alcohol Líquido para pulverización de ropa
- Guantes de látex (desechables) y tipo Mapa para el personal de Limpieza y Maestranza

- Prevención, Asepsia y Control Sanitario
- Termómetros digitales para el Control de Temperatura a distancia, en cada sitio
- Alfombras Sanitizantes para calzados al ingreso de cada Piso con alfombra adicional para secado
- Detectores Visuales Luminosos al Ingreso de cada baño para dar cumplimiento con lo establecido
- Elementos para la manipulación de alimentos no perecederos (Ej: pinzas de acero inoxidable + guantes de nylon transparente de 1,5 micrones descartables).

- Casa central
- Limpieza y Desinfección de Alfombras
- Sanitización de ambientes mediante el uso de Amonio Cuaternario Pulverizado

Todas estas medidas están en curso y van siendo ajustadas en función de la dinámica que se va presentado en cada sitio.

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA

En materia de RSE la empresa realizó donaciones de insumos médicos (Alcohol en gel) a diferentes centros asistenciales en las provincias en donde operamos, también participamos de la Campaña de Cruz roja Argentina efectuando donaciones para la compra de insumos y EPP's para equipamiento en hospitales.

Cruzada Solidaria COVID 19 - Grupo Albanesi

Con el objetivo de reforzar las medidas sanitarias, y evitar la propagación del Covid-19, se realizaron diversas donaciones de insumos para asistir a hospitales y municipios de las zonas donde operamos.

Las primeras 4 instituciones de salud que recibieron nuestro aporte fueron: el Hospital Zonal General de Agudos Dr. Alberto Antranik Eurnekian de Ezeiza. El Centro de Salud Municipal de Río IV, el Sanatorio Mater Dei y el Hospital de Clínicas de CABA. Cada una de ellas recibió un tanque de 220 lts de alcohol en gel, 1.000 (mil) botellas de alcohol etílico de 500 cc y 1.000 (mil) botellas de alcohol etílico de 250 cc.

Los suministros fueron entregados personalmente por Gerentes de la empresa y equipos de trabajo asignados para la ocasión.

Además, se sostuvieron las acciones que le Grupo vienen desarrollando de manera continua en el marco de los objetivos de desarrollo sustentable ODS nro. 4, 6 y 11 respectivamente apoyando la educación para el trabajo, Agua, limpia y saneamiento; y Ciudades y comunidades sostenibles respectivamente

3.5 Sistemas y Comunicaciones

Durante el año 2020, 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, aún en el contexto de la cuarentena por la pandemia por COVID-19.

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 2020 se resumen a continuación:

- Se adquirió un nuevo dispositivo de comunicaciones Forti 900 E con el propósito de mejorar la conectividad con el personal que operó desde sus domicilios durante la cuarentena.
- Se incorporaron 2 nuevos servidores al data center corporativo
- Se renovó la tecnología de conectividad dentro del data center corporativo, al adquirir un Switch de Core Aruba, en reemplazo del switch convencional existente
- Se renovaron y ampliaron las licencias de Windows server y Windows 10
- Se adquirieron 71 laptop para posibilitar el trabajo remoto del personal durante la cuarentena
- Se actualizaron 35 PCs que quedaron disponibles por su reemplazo por las laptop y se enviaron a las distintas centrales.
- Se actualizaron y renovaron celulares de la flota.
- Se ampliaron y mejoramiento los sistemas comerciales y de facturación de energía
- Se actualizaron las versiones de Business Object y de la base de datos SQL.
- Se desarrollaron numerosos nuevos reportes con Business Object
- Se migró el centro recolector de Tiempo Real al data center de casa central.
- Se desarrollaron más de 200 mejoras a los programas de gestión utilizados, tanto en SAP, Business Object como en los sistemas de gestión de energía eléctrica.

Cómo objetivo para el 2021, 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 2021 son:

- Renovación de los servidores de SAP
- 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

3.6 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 y se previó la creación de un Comité de Ética, cuyos integrantes tienen mandato por un año, y que se encuentra a cargo de la investigación de las denuncias, reportando al Directorio.

También se implementó un plan de capacitación que incluyó capacitaciones presenciales y en línea, de carácter obligatorio, incluyendo un e-learning que permitió llegar a todos los sitios donde el Grupo desarrolla sus operaciones. Durante el 2020, se hizo foco en una capacitación online acerca de la Política de Relacionamento con Funcionarios Públicos, como parte de una propuesta que continuará durante 2021.

Durante los últimos meses del año 2019 y los primeros meses del año 2020, nuestro auditor para temas de Compliance efectuó una auditoría de transacciones como parte de la implementación del due diligence de terceras partes requerido por el art. 23 de la Ley N° 27.401 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. En este sentido, el Directorio, con fecha 2 de julio de 2020, aprobó la implementación de una plataforma llamada GRIP (“Gestión de Riesgos de Integridad de los Proveedores”) que ayuda a administrar los riesgos asociados a terceras partes mencionados anteriormente, al amparo de una nueva Política de Due Diligence de Terceros que fuera aprobada por Acta de Directorio de fecha 2 de julio de 2020, junto con una actualización al Programa de Integridad del Grupo Albanesi, que incluyó el Código de Ética y Conducta y la Política de Regalos y Obsequios.

3.7 Situación Financiera

Durante el ejercicio 2020 GMSA tuvo como objetivo mejorar el perfil financiero, extender plazos de financiamiento y reducir el costo del endeudamiento, garantizando las necesidades de fondos para finalizar la inversión en ampliación de capacidad y la correcta operación de las Centrales.

La deuda bancaria y financiera de la Sociedad al 31 de diciembre del 2020 se encontraba estructurada de la siguiente forma:

	Capital	Saldo al 31 de diciembre de 2020	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
		(Pesos)	(%)			
<u>Contrato de Crédito</u>						
Cargill	USD 5.000.000	440.146.881	LIBOR + 10%	USD	3 de agosto, 2020	4 de junio, 2021
BLC	USD 11.547.115	909.784.884	12% primera cuota; resto de las cuotas	USD	26 de junio, 2020	12 de junio, 2023
JP Morgan	USD 3.048.045	185.476.793	LIBOR USD 12 m + 11%			
			LIBOR 6m + 1%	USD	28 de diciembre, 2020	15 de noviembre, 2025
Subtotal		1.535.408.558				
<u>Títulos de Deuda</u>						
ON Internacional	USD 266.000.000	23.303.586.790	9,625%	USD	27 de julio, 2016	27 de julio, 2023
ON Clase VIII	\$ 312.884.660	319.791.911	BADLAR + 5%	ARS	28 de agosto, 2017	28 de agosto, 2021
ON Clase X	USD 6.627.073	567.827.955	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	4 de diciembre, 2019	16 de febrero, 2021
ON Clase XI	USD 9.876.755	827.645.150	6,50%	USD	23 de junio, 2020	23 de junio, 2021
ON Clase XIII	USD 13.076.765	1.086.059.653	12,50%	USD	2 de diciembre, 2020	16 de febrero, 2024
ON Clase II Coemisión	USD 72.000.000	6.058.196.341	15,00%	USD	5 de agosto, 2019	5 de mayo, 2023
ON Clase III Coemision	USD 4.725.715	417.450.351	8,00% hasta la primera fecha de amortización	USD	4 de diciembre, 2019	12 de abril, 2021
			13,00% hasta la segunda fecha de amortización			
ON Clase IV Coemision	USD 10.903.296	899.296.146	13% hasta la segunda fecha de pago de intereses 10,5% hasta la fecha de vencimiento	USD	2 de diciembre, 2020	11 de abril, 2022
ON Clase V Coemision	USD 14.369.484	1.197.085.250	6%	USD	27 de noviembre, 2020	27 de noviembre, 2022
Subtotal		34.676.939.547				
<u>Sindicado</u>						
ICBC / Hipotecario / Citibank	\$ 178.425.000	177.811.818	Tramo A: BADCORI ajustada + 10% y Tramo B: BADLAR + 11,34%	ARS	30 de septiembre, 2020	30 de agosto, 2021
Subtotal		177.811.818				
<u>Otras deudas</u>						
Préstamo Macro	USD 666.667	56.392.029	10%	USD	30 de agosto, 2018	12 de enero, 2021
Préstamo Macro	\$ 96.400.000	97.596.783	BADLAR + 10%	ARS	3 de agosto, 2020	12 de agosto, 2021
Préstamo Supervielle	\$ 106.000.000	114.994.112	Tasa Base + 8%	ARS	29 de octubre, 2020	26 de febrero, 2021
Préstamo Supervielle	\$ 106.000.000	114.994.112	Tasa Base + 8%	ARS	29 de octubre, 2020	27 de abril, 2021
Préstamo Chubut	USD 2.000.000	168.899.425	10%	USD	18 de diciembre, 2020	16 de junio, 2021
Sociedades relacionadas (Nota 31)	\$ 1.673.311.822	1.673.311.822	35%	ARS	2 de septiembre, 2019	1 de septiembre 2021, prorrogable automaticamente
Arrendamiento financiero		91.283.054				
Subtotal		2.317.471.337				
Total deuda financiera		38.707.631.260				

Durante diciembre del 2020 la Sociedad finalizó en forma exitosa su proceso de manejo de pasivos, cuyo propósito consistió en reducir los vencimientos de cuotas capital durante los próximos 24 meses, de modo de alinear el flujo operativo al servicio de deuda y reducir así, en forma significativa, el riesgo de refinanciamiento. Dicho proceso consistió en trabajar simultáneamente en varios frentes, entre los cuales se destacan (i) la emisión de las obligaciones negociables clase XIII por un monto de U\$S13.076.765 suscriptas exclusivamente con el canje del 66,4% de las obligaciones negociables clase X emitidas por la Sociedad con vencimiento en el año 2021; (ii) la co-emisión entre la Sociedad y Central Térmica Roca S.A.

de las obligaciones negociables clase IV por un monto de U\$S16.354.944, suscriptas exclusivamente con un canje del 69,4% de las obligaciones negociables clase III; (iii) solicitud de consentimiento de las obligaciones negociables clase II co-emitidas por la Sociedad junto con Central Térmica Roca S.A. por un valor de U\$S80 millones; (iv) enmienda al contrato de préstamo con Credit Suisse (originalmente contraído por Generación Centro S.A. y posteriormente asumido por la Sociedad y por Albanesi S.A.); (v) enmienda al contrato de préstamo comercial y financiero con BLC.

Este ejercicio no solo permitió disponer de liquidez de corto plazo sino que al mismo tiempo se pospusieron pagos por 79 millones de dólares, pasándolos de los años 2021/2022 a los años 2023/2024.

1. Breve comentario sobre las actividades de la emisora, incluyendo referencias a situaciones relevantes posteriores al cierre del ejercicio (en millones de pesos)

De conformidad con lo dispuesto por la RG N°368/01 y sus modificaciones de la CNV, se expone a continuación un análisis de los resultados de las operaciones de GMSA y de su situación patrimonial y financiera, que debe ser leído junto con los estados financieros que se acompañan.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:

	2020	2019	Var.	Var. %
	GW			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	123	335	(212)	(63%)
Venta de energía Plus	467	566	(99)	(17%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	157	220	(63)	(29%)
Venta de energía Res. 21	182	580	(398)	(69%)
	929	1.701	(772)	(45%)

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

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:

	2020	2019	Var.	Var. %
	(en millones de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	5.532,2	5.285,7	246,5	5%
Venta de energía Plus	2.318,2	3.206,1	(887,9)	(28%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	515,9	693,4	(177,5)	(26%)
Venta de energía Res. 21	5.069,0	5.799,9	(730,9)	(13%)
	13.435,2	14.985,1	(1.549,9)	(10%)

Resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019 (en millones de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de
diciembre de:

	2020	2019	Var.	Var. %
Ventas de energía	13.435,2	14.985,1	(1.549,9)	(10%)
Ventas netas	13.435,2	14.985,1	(1.549,9)	(10%)
Compra de energía eléctrica	(686,5)	(2.073,3)	1.386,8	(67%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(1.142,6)	(150,0)	(992,6)	662%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(421,4)	(435,9)	14,5	(3%)
Plan de beneficios definidos	(6,1)	(9,4)	3,3	(35%)
Servicios de mantenimiento	(538,2)	(1.127,8)	589,6	(52%)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(2.136,6)	(2.035,3)	(101,3)	5%
Seguros	(115,9)	(106,3)	(9,6)	9%
Impuestos, tasas y contribuciones	(32,3)	(42,2)	9,9	(23%)
Otros	(41,6)	(46,2)	4,6	(10%)
Costo de ventas	(5.121,1)	(6.026,4)	905,3	(15%)
Resultado bruto	8.314,1	8.958,7	(644,6)	(7%)
Impuestos, tasas y contribuciones	(1,4)	(3,3)	1,9	(58%)
Incobrables	0,0	(0,1)	0,1	(100%)
Gastos de comercialización	(1,4)	(3,4)	2,0	(59%)
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(59,5)	(83,1)	23,6	(28%)
Honorarios y retribuciones por servicios	(269,6)	(282,1)	12,5	(4%)
Viajes y movilidad y gastos de representación	(0,8)	(17,6)	16,8	(95%)
Alquileres	(10,6)	(10,5)	(0,1)	1%
Gastos de oficina	(5,8)	(6,7)	0,9	(13%)
Donaciones	(38,1)	(1,0)	(37,1)	3710%
Otros	(8,7)	(6,1)	(2,6)	43%
Gastos de administración	(393,2)	(407,1)	13,9	(3%)
Otros ingresos	56,0	3,9	52,1	1336%
Resultado operativo	7.975,5	8.552,1	(576,6)	(7%)
Intereses comerciales ganados	509,6	184,8	324,8	176%
Intereses por préstamos	(3.234,8)	(2.087,5)	(1.147,3)	55%
Intereses comerciales y fiscales perdidos	(640,6)	(593,4)	(47,2)	8%
Gastos y comisiones bancarias	(11,5)	(4,9)	(6,6)	135%
Diferencia de cambio neta	(10.885,7)	(14.357,6)	3.471,9	(24%)
RECPAM	10.465,3	14.687,9	(4.222,6)	(29%)
Otros resultados financieros	(255,0)	(469,4)	214,4	(46%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(4.052,7)	(2.640,0)	(1.412,7)	54%
Resultado antes de impuestos	3.922,8	5.912,1	(1.989,3)	(34%)
Impuesto a las ganancias	(2.008,3)	(4.363,0)	2.354,7	(54%)
Resultado del ejercicio	1.914,5	1.549,1	365,4	24%

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2020	2019	Var.	Var. %
Otros Resultado Integral del ejercicio				
Plan de beneficios	2,4	(5,5)	7,9	(144%)
Revalúo de Propiedades, planta y equipo	(61,1)	(3.525,2)	3.464,1	(98%)
Efecto en el impuesto a las ganancias	14,7	882,7	(868,0)	(98%)
Otros resultados integrales del ejercicio	(44,0)	(2.648,0)	2.604,0	(98%)
Total de resultados integrales del ejercicio	1.870,5	(1.098,9)	2.969,4	(270%)

Ventas:

Las ventas netas descendieron a \$13.435,2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, comparado con los \$14.985,1 millones para el ejercicio 2019, lo que equivale una disminución de \$1.549,9 millones (o 10%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la venta de energía fue de 929 GW, lo que representa una disminución del 45% comparado con los 1.701 GW para el ejercicio 2019.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$2.318,2 millones por ventas de Energía Plus, lo que representó una disminución del 28% respecto de los \$3.206,1 millones para el ejercicio 2019. Esto se debe al que los GW de energía vendida fue menor para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, respecto el mismo período de 2019.
- (ii) \$5.532,2 millones por ventas de energía Res. 220/07, lo que representó un aumento del 5% respecto de los \$5.285,7 millones del ejercicio 2019.
- (iii) \$515,9 millones por ventas de energía bajo Res. 95 y más Spot, lo que representó una disminución del 26% respecto de los \$693,4 millones para el ejercicio 2019. Esto se debe a los cambios en el esquema remunerativo de la energía base o spot (Res. SE N° 31), con efecto desde febrero de 2020. Esta resolución dispuso la denominación de la remuneración en pesos y reducciones en términos reales a los precios por potencia. Asimismo, ante la suspensión de los ajustes mensuales por IPC e IPIM estipulados en dicha Res., las reducciones sobre los precios de potencia se exacerbaron debido a la depreciación del peso en un 41%.
- (iv) \$5.069,0 millones por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó una disminución del 13% respecto de los \$ 5.799,9 millones para el mismo período de 2019. Esto se debe al que los GW de energía vendida fue menor para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, respecto el mismo período de 2019.

Costo de ventas:

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue de \$5.121,1 millones comparado con \$6.026,4 millones para el ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$905,3 millones (o 15%).

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

- (i) \$686,5 millones por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 67% respecto de \$2.073,3 millones para el ejercicio 2019, debido a la menor venta de GW de Energía Plus.

- (ii) \$1.142,6 millones por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 662% respecto de los \$150,0 millones para el ejercicio 2019.
- (iii) \$538,2 millones por servicios de mantenimiento, lo que representó una disminución del 52% respecto de los \$1.127,8 millones para el ejercicio 2019. Esto se debe principalmente a cambios en las condiciones de los contratos de mantenimiento.
- (iv) \$2.136,6 millones por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 5% respecto de los \$2.035,3 millones para el ejercicio 2019.
- (v) \$421,4 millones por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó una disminución del 3% respecto de los \$435,9 millones para el ejercicio 2019.
- (vi) \$115,9 millones por seguros, lo que representó un aumento del 9% respecto de los \$106,3 millones del ejercicio 2019.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 arrojó una ganancia de \$8.314,1 millones, comparado con una ganancia de \$8.958,7 millones para el ejercicio 2019, representando una disminución del 7%.

Gastos de comercialización:

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$1,4 millones, comparado con los \$3,4 millones para el ejercicio 2019, lo que equivale variación de \$2,0 millones (o 59%).

Gastos de administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 descendieron a \$393,2 millones, comparado con los \$407,1 millones para el ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$13,9 millones (o 3%).

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

- (i) \$269,6 millones de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó una disminución del 4% respecto de los \$282,1 millones del ejercicio anterior.
- (ii) \$10,6 millones de alquileres, lo que representó un aumento del 1% respecto de los \$10,5 millones del ejercicio anterior.
- (iii) \$59,5 millones por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó una disminución del 28% respecto de los \$83,1 millones para el mismo período de 2019.
- (iv) \$38,1 millones por donaciones, lo que representó un aumento del 3710% respecto de los \$1,0 millones para el mismo período de 2019. Principalmente debido a donaciones a la Cruz Roja Argentina del programa #ArgentinaNosNecesita

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue una ganancia de \$7.975,5 millones, comparado con una ganancia de \$8.552,1 millones para el para el ejercicio 2019, representando una disminución del 7%.

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 totalizaron una pérdida de \$4.052,7 millones, comparado con una pérdida de \$2.640,0 millones para el ejercicio 2019, representando una disminución del 54%.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$3.234,8 millones de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 55% respecto de los \$2.087,5 millones de pérdida para el ejercicio 2019 producto de un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión y por deuda intercompany otorgada.
- (ii) \$255,0 millones de pérdida por otros resultados financieros, lo que representó una disminución del 46% respecto de los \$469,4 millones de pérdida del ejercicio anterior.
- (iii) \$10.885,7 millones de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución del 24% respecto de los \$14.357,6 millones de pérdida del ejercicio anterior. La variación se debe, principalmente, a que en el ejercicio 2019 el aumento del tipo de cambio fue mayor al aumento del ejercicio 2020. Esto se debe a que la devaluación fue de 41% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y de 59% para el ejercicio 2019.
- (iv) \$10.465,3 millones de ganancia por RECPAM, lo que representó una disminución de 29% respecto de los \$14.687,9 millones de ganancia del ejercicio anterior. La variación se debe al efecto de la reexpresión por el IPC de los resultados correspondientes al ejercicio 2020. Siendo el aumento de inflación del 53,8% en el 2019 comparado con el 36% del 2020.

Resultado antes de impuestos:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$3.922,8 millones, comparada con una ganancia de \$5.912,1 millones para el ejercicio anterior, lo que representa una disminución del 34%.

El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$2.008,3 millones de pérdida para el ejercicio actual en comparación con los \$4.363,0 millones de pérdida del ejercicio anterior.

Resultado neto:

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue una ganancia de \$1.914,5 millones, comparada con los \$1.549,1 millones de ganancia para el ejercicio 2019, lo que representa un aumento del 24%.

Resultados integrales:

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$44,0 millones negativos para el ejercicio 2020, representando una disminución del 98% respecto del mismo ejercicio de 2019, 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 es una ganancia de \$1.870,5 millones, representando una disminución de 270% respecto de la pérdida integral del mismo ejercicio de 2019, de \$1.098,9 millones.

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

	31.12.20	31.12.19	31.12.18
Activo no corriente	62.263,3	57.332,1	50.565,0
Activo corriente	8.874,6	8.294,8	8.045,0
Total activo	71.137,9	65.626,9	58.610,0
Patrimonio	14.475,8	12.605,3	13.704,2
Total patrimonio	14.475,8	12.605,3	13.704,2
Pasivo no corriente	43.075,1	41.138,1	34.195,3
Pasivo corriente	13.587,0	11.883,4	10.710,5
Total pasivo	56.662,2	53.021,6	44.905,8
Total pasivo + patrimonio	71.138,0	65.626,9	58.610,0

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

	31.12.20	31.12.19	31.12.18
Resultado operativo ordinario	7.975,5	8.552,1	6.787,4
Resultados financieros y por tenencia	(4.052,7)	(2.640,0)	(8.994,9)
Resultado neto ordinario	3.922,8	5.912,2	(2.207,5)
Impuesto a las ganancias	(2.008,3)	(4.363,1)	457,7
Resultado neto	1.914,5	1.549,1	(1.749,8)
Otros resultados integrales	(44,0)	(2.648,0)	7.198,8
Total de resultados integrales	1.870,5	(1.098,9)	5.449,0

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

	31.12.20	31.12.19	31.12.18
Fondos generados por las actividades operativas	8.485,9	7.045,2	4.180,7
Fondos (aplicados a) las actividades de inversión	(3.499,1)	(6.710,4)	(3.508,3)
Fondos (aplicados a) las actividades de financiación	(3.944,0)	(285,1)	(470,0)
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	1.042,8	49,7	202,4

5. Índices comparativos con el ejercicio anterior:

	31.12.20	31.12.19	31.12.18
Liquidez (1)	0,65	0,70	0,75
Solvencia (2)	0,26	0,24	0,31
Inmovilización del capital (3)	0,88	0,87	0,86
Índice de endeudamiento (4)	3,83	3,44	3,77
Ratio de cobertura de intereses (5)	3,13	5,07	2,94
Rentabilidad (6)	0,14	0,12	(0,10)

(1) Activo corriente / Pasivo corriente

(2) Patrimonio neto / Pasivo total

(3) Activo no corriente / Total del activo

(4) Deuda financiera / EBITDA anualizado (*)

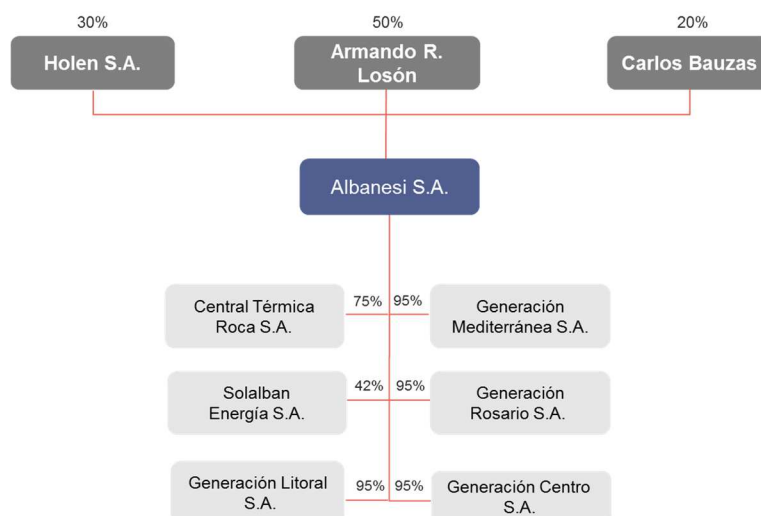
(5) EBITDA anualizado (*) / intereses financieros devengados anualizados

(6) Resultado neto del ejercicio / Patrimonio neto total promedio

(*) Cifra no auditada

4. ESTRUCTURA SOCIETARIA

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa al 31 de diciembre 2020



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

Reorganización societaria

Con fecha 21 de diciembre de 2020, los órganos de administración de ASA, GMSA y GECEN. aprobaron la conveniencia de llevar adelante una reorganización societaria, en virtud de la cual GMSA absorbería Generación Centro S.A. y ASA, en los términos del artículo 82 y concordantes de la Ley General de Sociedades, las disposiciones del Capítulo X, Título II de las Normas de la CNV y el artículo 80 y concordantes artículos de la Ley del Impuesto a las Ganancias, conforme se define más adelante, así como las restantes normas fiscales que resulten aplicables en la materia.

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2020 el capital social de la Sociedad estaba compuesto por 138.172.150 acciones ordinarias nominativas, no endosables de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción, distribuidas de la siguiente forma:

• Albanesi S.A.	95%	(131.263.542 acciones)
• Armando Roberto Losón	3,7616%	(5.197.434 acciones)
• Holen S.A.	0,2384%	(329.452 acciones)
• Carlos Alfredo Bauzas	1 %	(1.381.722 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 2020, 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 2021

5.1 Perspectivas para el Mercado de Generadores Eléctricos en general

Tras las licitaciones para la contratación de potencia y energía nueva, organizadas desde 2016, se incorporaron numerosas centrales eléctricas. Los cambios regulatorios acaecidos desde entonces y en particular desde la inestabilidad financiera y económica iniciada en abril 2018, llevan a una situación compleja en el sector de generación eléctrica.

La disponibilidad de unidades de generación es elevada por el ingreso de numerosas unidades nuevas contratadas bajo contratos de largo plazo, tanto térmicas y renovables en 2019 y 2020. Se considera que este proceso inversor en conjunto con la moderación de la demanda de los últimos años, establece un adecuado nivel de reserva de generación para abastecer fluidamente la demanda esperada. Sin embargo, el mantenimiento de unidades que no reciben ajustes en su remuneración comenzará a debilitarse.

A pesar de la fuerte depreciación del peso argentino, CAMMESA honró todos sus contratos a largo plazo respetando las condiciones económico-financieras y realizando los pagos al tipo de cambio en dólares.

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.

La perspectiva de funcionamiento y despacho comercial de los generadores termoeléctricos modernos y localizados en regiones de alto crecimiento de la demanda, es favorable ya que sus unidades recibirán requerimientos crecientes de despacho.

Las perspectivas de abastecimiento de combustibles en invierno serán menores a las de inviernos previos, con precios superiores.

Las restricciones de financiamiento internacional para la Argentina demoran el ingreso de 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 años, brinda una perspectiva favorable respecto al despacho de unidades termoeléctricas, morigerada parcialmente por el ingreso de nuevas unidades de generación de fuentes renovables. Es probable que un mayor aumento de demanda de energía eléctrica en 2021 al retomarse el crecimiento de la economía, presione a la oferta en años próximos.

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.

La política de recorte de subsidios a los consumidores de energía eléctrica tuvo en 2019 y 2020 el beneficio de menores precios internacionales del petróleo y combustibles comparados con años anteriores. La reducción moderada de oferta de gas en 2021 influirá en mayores montos a erogar por gas, LNG y gas oil importados.

La situación física de la oferta eléctrica es inmejorable tras los años de inversión del 2016 al 2018, aunque el mantenimiento del mismo depende de las decisiones que debe adoptar el gobierno. La crisis económica y sanitaria de 2020 influyó en las intenciones originales del Gobierno de enmendar el déficit financiero del sector energético, que podría retomarse tras las elecciones legislativas de octubre 2021.

5.2 Perspectivas de la Sociedad para el Ejercicio 2021

Energía Eléctrica

La dirección de la Sociedad espera para el año 2021 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.

Mediados del mes de noviembre de 2021 vence el Contrato de Demanda Mayorista de la unidad TG01 y TG02 de CT Independencia, pasando a ser considerada máquina de base.

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 \$ 1.616.348.291, obteniendo así resultados no asignados acumulados al 31 de diciembre de 2020 por \$ 1.140.152.298.

La Asamblea de Accionistas deliberará y decidirá finalmente el destino de las utilidades acumuladas 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, 16 de marzo de 2021

EL DIRECTORIO