

PROSPECTO DE PROGRAMA



CENTRAL TÉRMICA
ROCA S.A.

**Generación Mediterránea S.A.
Central Térmica Roca S.A.
Co-Emisoras**

PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA U\$S 700.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE MEDIDA O VALOR)

El presente prospecto (el “Prospecto”) corresponde al programa de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por hasta U\$S 700.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) (el “Programa”) de Generación Mediterránea S.A. (“GEMSA”) y Central Térmica Roca S.A. (“CTR”, y, junto con GEMSA, las “Sociedades”, las “Compañías” o las “Co-Emisoras”, indistintamente), en el marco del cual las mismas podrán, conforme con la Ley 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias y actualizaciones (la “Ley de Obligaciones Negociables”) y demás normas vigentes, emitir obligaciones negociables simples (las “Obligaciones Negociables”) no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante y con o sin garantía de terceros y/o de alguna de las sociedades relacionadas con las Co-Emisoras.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Las Co-Emisoras serán solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las Obligaciones Negociables.

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los suplementos de precio correspondientes a cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables (dichos suplementos de precio, los “Suplementos”). Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Las Sociedades no se encuentran registradas como emisoras frecuentes bajo la normativa aplicable de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”).

Las Co-Emisoras han optado que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, las Co-Emisoras podrán optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa y, en su caso, informarán la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso de que las Co-Emisoras opten por calificar una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una calificación de riesgo a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes.

De acuerdo al artículo 13 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, las Co-Emisoras manifiestan, con carácter de declaración jurada, que ni las Co-Emisoras, sus beneficiarios finales, ni las personas físicas o jurídicas que tienen como mínimo el 10% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La creación del Programa fue autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017, el aumento del monto del Programa por hasta U\$S300.000.000 (o su equivalente en otra moneda) fue autorizado por Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019 de la CNV, el aumento del monto del Programa hasta U\$S700.000.000 (o su equivalente en otra moneda) y la modificación de sus términos y condiciones fueron autorizados por Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 10 de septiembre de 2020, la modificación de los términos del prospecto de Programa a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables denominadas en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N° 27.271 o en Unidades de Valor Adquisitivo u otras que las reemplacen o se dicten en el futuro, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o cualquier otro índice permitido en el futuro, en virtud de lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N°146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, y de conformidad con el Artículo 40 bis, Sección V, Capítulo V, Título II, de las Normas de la CNV, ha sido autorizada por Disposición de la Gerencia de Emisoras de

Osvaldo Cado

la CNV DI- 2021-3-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2021, y la prórroga y modificación de los términos y condiciones del Programa, a fin de remover toda referencia a ALBANESI S.A. como garante de las Obligaciones Negociables de dicho Programa; aprobadas por las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas de dichas Sociedades y sus Directorios con fecha 19 de abril de 2022 ha sido autorizada por Disposición N° DI-2022-28-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 2 de junio de 2022. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad de los directorios de las Co-Emisoras (los “Directorios”) y, en lo que les atañe, de los órganos de fiscalización de las mismas y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831 (con sus modificatorias y reglamentarias, incluyendo sin limitación la Ley N°27.440 y el Decreto N° 471/2018, “Ley N° 26.831” o la “Ley de Mercado de Capitales”). Los Directorios manifiestan, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene, a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de las Sociedades y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación al Programa, conforme las normas vigentes.

Salvo que se especifique de otra forma en los Suplementos aplicables a una clase y/o serie, las Obligaciones Negociables no serán registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de 1933 y sus modificatorias (la “Ley de Títulos Valores”), ni bajo cualquier ley sobre títulos valores de cualquier estado de los Estados Unidos o de cualquier otra jurisdicción fuera de la República Argentina. En virtud de ello, las Obligaciones Negociables sólo se podrán ofrecer en transacciones exentas de registración bajo la Ley de Títulos Valores y las leyes de títulos valores de otras jurisdicciones cualesquiera (excepto Argentina). Dentro de Estados Unidos, se ofrecerán las Obligaciones Negociables únicamente a inversores institucionales calificados en virtud de la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores. Fuera de Estados Unidos, se ofrecerán las Obligaciones Negociables únicamente a ciudadanos no estadounidenses de conformidad con la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.

El presente Prospecto se encuentra a disposición de los interesados en el domicilio de GEMSA (CUIT 30-68243472-0; mediterranea@albanesi.com.ar) y CTR (CUIT 33-71194489-9; roca@albanesi.com.ar) ubicado en Av. Leandro N. Alem 855 – Piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de lunes a viernes de 10 a 15 hs, así como en la página web del Grupo Albanesi (www.albanesi.com.ar), teléfono +54 11 313-6790.

La fecha de este Prospecto es 9 de junio de 2022

ÍNDICE

AVISOS IMPORTANTES.....	4
INFORMACIÓN RELEVANTE.....	17
GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS	21
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS.....	27
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	29
INFORMACIÓN DE LAS CO-EMISORAS	35
FACTORES DE RIESGO	107
POLÍTICAS DE LAS CO-EMISORAS	133
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTE)	137
ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS	147
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LAS CO-EMISORAS	151
ANTECEDENTES FINANCIEROS.....	152
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	199
INFORMACIÓN ADICIONAL	214
ANEXO I	250

AVISOS IMPORTANTES

(1) Notificación a los inversores sobre nuestra reorganización societaria

Con fechas 11 de mayo de 2021 y 26 de mayo de 2021, mediante asambleas generales extraordinarias de Albanesi S.A. (“Albanesi” o “ASA”, indistintamente), GEMSA y Generación Centro S.A. (“GECE”), se resolvió llevar a cabo la fusión en virtud de la cual GEMSA, actuando como sociedad absorbente y continuadora, absorbió a Albanesi y GECE, las cuales se disolvieron sin liquidarse (la “Fusión 2021”). A los efectos contables e impositivos, se estableció como fecha efectiva de fusión el día 1° de enero de 2021 (la “Fecha Efectiva de Fusión”) y, a esa fecha, se consideran incorporados al patrimonio de GEMSA todos los activos y pasivos y el patrimonio neto, incluidos bienes registrables, derechos y obligaciones pertenecientes a Albanesi y GECE y es considerada la fecha de reorganización indicada en el artículo 172 del Decreto Reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La conformidad administrativa de la Fusión 2021 fue resuelta por el Directorio de la CNV mediante Resolución N° RESFC-2021-21508-APN-DIR#CNV de fecha 18 de noviembre de 2021. Con fecha 10 de marzo de 2022, se inscribió en la Inspección General de Justicia (la “IGJ”) la Fusión 2021, así como la disolución sin liquidación de Albanesi y de GECE.

Para mayor información, véase “*Políticas de las Co-Emisoras – (a) Políticas de inversiones y de financiaciones – Fusión 2021*” de este Prospecto.

(2) Información Financiera

Con fecha 10 de marzo de 2022 se publicaron en la AIF los estados contables por el período anual finalizado el 31 de diciembre de 2021 de GEMSA bajo los ID #2863196 (Consolidados) e ID #2863213 (Individual), y de CTR bajo el ID #2863250. Con posterioridad al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, con fecha 10 de mayo de 2022 se publicaron en la AIF los estados contables por el período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 de GEMSA bajo los ID #2889986 (Consolidados) e ID #2889994 (Individual), y de CTR bajo el ID #2890019, respecto de los cuales el Estado de Situación Financiera y el Estado de Resultados se incorporan al presente en el ANEXO I.

(3) Pandemia a nivel mundial por el brote de “coronavirus”

El 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud decretó el estado de pandemia a nivel mundial por el brote del virus denominado “COVID-19”, comúnmente conocido como “Coronavirus. La propagación del virus ha llevado a la ruptura y volatilidad en los mercados de capitales globales, aumentando la incertidumbre económica.

Para más información sobre el impacto de esta pandemia y su efecto en la economía argentina, y en el negocio de las Co-Emisoras, por favor ver “*La pandemia generada por el virus del COVID-19 y las medidas gubernamentales adoptadas para limitar la propagación del virus han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en las economías internacionales y en la economía de Argentina*” del presente Prospecto.

(4) Notificación a los inversores

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables ser emitidas bajo el presente Prospecto, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en “*Factores de Riesgo*” del presente Prospecto y el resto de la información contenida en él, así como también aquella información incluida en los Suplementos correspondientes (complementados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o suplementos correspondientes). Este Prospecto, los Suplementos correspondientes y toda otra información complementaria que deba ser puesta a disposición del inversor conforme las normas vigentes, podrá ser obtenida en la página web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar) o en la página web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv/>).

El destinatario del presente Prospecto debe leerlo íntegra y cuidadosamente. El destinatario sólo podrá considerar válida la información contenida en el presente Prospecto. Las Co-Emisoras no han autorizado a terceros para que le proporcionen otra información al destinatario, y ni las Co-Emisoras se harán responsables por cualquier otra información que algún tercero pueda haber provisto al destinatario. El destinatario debe asumir que la información contenida en el presente Prospecto es precisa únicamente a la fecha consignada en la portada. Nuestra actividad comercial, situación patrimonial, resultados operativos y perspectivas pueden haber cambiado desde esa fecha. La entrega de este Prospecto no implicará, bajo ninguna circunstancia, que la información aquí contenida es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha especificada en la portada.

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas, y las Compañías no son responsables de su veracidad. No podrá considerarse que la información contenida en el presente Prospecto constituya una promesa o garantía de dicha veracidad, ya sea con respecto al pasado o al futuro.

Las Co-Emisoras obtuvieron cierta información financiera contenida en el presente Prospecto de fuentes disponibles al público que consideran confiables. Aceptan su responsabilidad de extraer y reproducir fielmente dicha información.

El destinatario del Prospecto reconoce que:

- (i) Tuvo la oportunidad de revisar toda la información financiera y de otra índole considerada necesaria para tomar la decisión de invertir, así como de verificar la exactitud de la información contenida en el presente Prospecto o bien de complementarla; y
- (ii) No se autorizó a ningún agente colocador y/o cualquier otra persona para que proporcionara información o realizara declaraciones sobre las Co-Emisoras o las Obligaciones Negociables distintas de lo establecido en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes. Y, si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por las Co-Emisoras y/o los correspondientes agentes colocadores.

Ni el presente Prospecto ni los Suplementos correspondientes constituyen o constituirán una oferta para vender ni un pedido de ofertas para comprar las obligaciones negociables en ninguna jurisdicción donde sea ilegal realizar tal oferta o pedido. El destinatario del Prospecto debe cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables vigentes en cualquier jurisdicción donde compre, ofrezca y/o venda las obligaciones negociables, y/o en la que posea, consulte y/o distribuya este Prospecto y/o los Suplementos correspondientes, y debe obtener el consentimiento, aprobación o permiso requerido para efectuar la compra, oferta y/o venta de las obligaciones negociables de conformidad con las leyes y regulaciones vigentes en cualquier jurisdicción a la cual el destinatario esté sujeto y/o en la cual realice tal compra, oferta y/o venta, por la cual ni las Co-Emisoras ni los agentes colocadores asumen responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

El presente Prospecto será publicado en todos los medios informáticos de Argentina de aquellos mercados en los cuales sean listadas las Obligaciones Negociables.

Ni las Co-Emisoras ni los agentes colocadores ni sus respectivos afiliados o representantes realizan declaración alguna a un destinatario o comprador de las Obligaciones Negociables aquí ofrecidos sobre la legalidad de inversión alguna efectuada por dicho destinatario o comprador según el derecho aplicable.

El destinatario debe tener presente que es posible que se le solicite que asuma los riesgos financieros de invertir en las Obligaciones Negociables por un período indefinido. Al decidir si invertir en las Obligaciones Negociables, el destinatario del presente Prospecto debe basarse en su propio análisis de las Co-Emisoras, en la información de las sociedades contenida en el Prospecto y los Suplementos correspondientes, en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, incluidos los méritos y riesgos involucrados. El destinatario no debe interpretar el contenido del presente Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes como asesoramiento jurídico, comercial, financiero o impositivo. El destinatario debe consultar con sus propios asesores según sea necesario para tomar la decisión de invertir y determinar si está legalmente habilitado para

comprar las Obligaciones Negociables en virtud de cualquier ley o regulación sobre inversiones o de naturaleza similar.

Los agentes que participen en la organización y coordinación de la colocación y distribución de las Obligaciones Negociables, una vez que las mismas ingresen en la negociación secundaria, podrán realizar operaciones de estabilización y similares con el fin de estabilizar el precio de las Obligaciones Negociables únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, garantizados por el mercado y/o la cámara compensadora en su caso, todo ello conforme con el artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (según se define más adelante) y demás normas vigentes (las cuales podrán ser suspendidas y/o interrumpidas en cualquier momento). Todas las operaciones de estabilización: (i) deben concluir, a más tardar, a los 30 días corridos desde el primer día en el cual se haya iniciado la negociación secundaria de las correspondientes Obligaciones Negociables en el mercado; (ii) únicamente pueden efectuarse para evitar o moderar caídas de precios; (iii) no podrán realizarse a precios superiores a los de la colocación inicial o a los de transacciones entre partes no relacionadas con respecto a la distribución y colocación de las Obligaciones Negociables; y (iv) los agentes que realicen operaciones en los términos antes indicados, deberán informar a los mercados la individualización de las mismas. Los mercados deberán individualizar como tales y hacer públicas las operaciones de estabilización, ya fuere en cada operación individual o al cierre diario de las operaciones.

En caso que las Sociedades se encontraran sujetas a procesos judiciales de quiebra, concurso preventivo, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables. Para mayor información, véase *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados a las Obligaciones Negociables – En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían emitir su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios”* en el presente Prospecto.

En lo que respecta a la información contenida en el Prospecto, las Sociedades tendrán las obligaciones y responsabilidades que imponen los artículos 119 y 120 de la Ley 26.831. El artículo 119 establece que los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Asimismo, de conformidad con el artículo 120 de dicha Ley, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Los directores, administradores, síndicos y/o consejeros de vigilancia de las Co-Emisoras son ilimitada y solidariamente responsables por los perjuicios que la violación de las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables produzca a los tenedores de las Obligaciones Negociables, ello atento lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley de Obligaciones Negociables.

En caso que las Obligaciones Negociables sean ofrecidas fuera de la Argentina, las Sociedades podrán preparar versiones en inglés del presente Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes a los fines de su distribución fuera de la Argentina. Dichas versiones en inglés contendrán solamente información contenida en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

Asimismo, para un detalle de las últimas medidas adoptadas por la UIF, véase *“Avisos Importantes – 5) Notificación a los inversores sobre normativa referente a lavado de activos”* de este Prospecto. Para un detalle de las últimas medidas adoptadas por el BCRA y la CNV, véase *“Información Adicional – c) Controles de Cambio”* de este Prospecto.

(5) Notificación a los inversores sobre normativa referente a lavado de activos

El concepto de lavado de activos se usa generalmente para denotar transacciones cuyo objetivo es introducir fondos provenientes de actividades ilícitas en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 25.246 (modificada posteriormente, entre otras, por las Leyes N° 26.087, N° 26.119, N° 26.268, N° 26.683, N° 26.733, N° 26.734 y Decreto N° 27/2018), (la “Ley de Prevención de Lavado de Activos”), que crea la Unidad de Información Financiera (“UIF”), establece un régimen penal administrativo, reemplaza a varios artículos del Código Penal argentino y tipifica el lavado de activos como un delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado bienes provenientes de un acto ilícito penal, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o subrogados, adquieran la apariencia de un origen lícito, y, siempre que su valor supere la suma de \$ 300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El Código Penal argentino también sanciona a quien recibiera dinero u otros bienes de origen delictivo con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les de la apariencia posible de un origen lícito.

Además, como fuera mencionado, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF, que actúa bajo la órbita del Ministerio de Economía de la Nación, y a quien se le encargó el tratamiento y la transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de:

- Delitos relacionados con el tráfico y comercialización ilícita de estupefacientes (Ley N° 23.737);
- Delitos de contrabando de armas y contrabando de estupefacientes (Ley N° 22.415);
- Delitos relacionados con las actividades de una asociación ilícita calificada en los términos del artículo 210 bis del Código Penal o de una asociación ilícita terrorista en los términos del artículo 213 ter del Código Penal;
- Delitos cometidos por asociaciones ilícitas (artículo 210 del Código Penal) organizadas para cometer delitos por fines políticos o raciales;
- Delitos de fraude contra la Administración Pública (artículo 174 inciso 5° del Código Penal);
- Delitos contra la Administración Pública previstos en los Capítulos VI, VII, IX y IX bis del Título XI del Libro Segundo del Código Penal;
- Delitos de prostitución de menores y pornografía infantil, previstos en los artículos 125, 125 bis, 127 bis y 128 del Código Penal;
- Delitos de financiación del terrorismo (artículo 213 quáter del Código Penal);
- Extorsión (artículo 168 del Código Penal);
- Delitos previstos en la Ley 24.769; y
- Trata de personas y el delito de financiación del terrorismo (artículos 41 quinquies y 306 del Código Penal).

La Ley de Prevención de Lavado de Activos establece múltiples facultades para la UIF, entre las cuales se destacan:

- Solicitar informes, documentos, antecedentes y todo otro elemento que estime útil para el cumplimiento de sus funciones a cualquier organismo público, nacional, provincial o municipal, y a

personas humanas y/o jurídicas, públicas o privadas, todos los cuales están obligados a proporcionarlos dentro del término que se les fije, bajo apercibimiento de ley. en el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa los sujetos obligados no podrán oponer a la UIF el secreto bancario, fiscal, bursátil o profesional, ni los compromisos legales o contractuales de confidencialidad;

- Recibir declaraciones voluntarias, que en ningún caso podrán ser anónimas;
- Requerir la colaboración de todos los servicios de información del estado, los que están obligados a prestarla en los términos de la normativa procesal vigente;
- Actuar en cualquier lugar de la argentina en cumplimiento de las funciones establecidas por la Ley de Prevención del Lavado de Activos;
- Solicitar al Ministerio Público para que éste requiera al juez competente que resuelva la suspensión, por el plazo que éste determine, de la ejecución de cualquier operación o acto informado previamente conforme el inciso b) del artículo 21 o cualquier otro acto vinculado a éstos, antes de su realización, cuando se investiguen actividades sospechosas y existan indicios serios y graves de que se trata de lavado de activos provenientes de algunos de los delitos previstos en el artículo 6° de la Ley de Prevención del Lavado de Activos;
- Solicitar al Ministerio Público para que: (a) requiera al juez competente el allanamiento de lugares públicos y privados, la requisa personal y el secuestro de documentación o elementos útiles para la investigación; y (b) arbitre todos los medios legales necesarios para la obtención de información de cualquier fuente u origen
- Disponer la implementación de sistemas de contralor interno para los sujetos obligados, para lo cual la UIF podrá establecer los procedimientos de supervisión, fiscalización e inspección in situ para el control del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 21 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos y de las directivas e instrucciones dictadas conforme las facultades del artículo 14, inciso 10. El sistema de contralor interno dependerá directamente del presidente de la UIF, quien dispondrá la sustanciación del procedimiento, el que deberá ser de forma actuada. En el caso de sujetos obligados que cuenten con órganos de contralor específicos, estos últimos, deberán proporcionar a la UIF la colaboración en el marco de su competencia;
- Aplicar las sanciones previstas en la Ley de Prevención del Lavado de Activos, debiendo garantizar el debido proceso;
- Organizar y administrar archivos y antecedentes relativos a la actividad de la propia UIF o datos obtenidos en el ejercicio de sus funciones para recuperación de información relativa a su misión, pudiendo celebrar acuerdos y contratos con organismos nacionales, internacionales y extranjeros para integrarse en redes informativas de tal carácter; y
- Emitir directivas e instrucciones que deberán cumplir e implementar los sujetos obligados por la Ley de Prevención del Lavado de Activos, previa consulta con los organismos específicos de control. Los Sujetos Obligados en los incisos 6 y 15 del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos podrán dictar normas de procedimiento complementarias a las directivas e instrucciones emitidas por la UIF, no pudiendo ampliar ni modificar los alcances definidos por dichas directivas e instrucciones.

Tal como se mencionó previamente, la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en su artículo 20, estableció un régimen de sujetos obligados a informar a la UIF en materia de prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo, en virtud de las características de sus actividades y la industria en la cuales se desempeñan (los “Sujetos Obligados”).

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la mencionada ley no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a los mencionados Sujetos Obligados, que comprende, entre otros, a diversas entidades del sector privado tales como bancos, agentes autorizados por la CNV y compañías de seguro. Estas obligaciones consisten básicamente en funciones de captación de información y suministro de información canalizada por la UIF.

Las entidades financieras que se encuentran bajo la órbita del Banco Central República Argentina (el “BCRA” o el “Banco Central”, de forma indistinta) así como el resto de los Sujetos Obligados deben informar a UIF sobre cualquier transacción sospechosa o inusual, o transacciones que carezcan de justificación

económica o legal, o que sean innecesariamente complejas. Además, dichos Sujetos Obligados deben establecer e implementar pautas y procedimientos internos para transacciones inusuales o sospechosas.

Por dicha razón, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de Obligaciones Negociables e informarla a las autoridades, como ser aquellas que parezcan sospechosas o inusuales, o a las que les falten justificación económica o jurídica, o que sean innecesariamente complejas, ya sean realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

Los agentes colocadores (en caso de ser entidades financieras) cumplirán con todas las reglamentaciones aplicables sobre prevención del lavado de activos establecidas por el Banco Central y la UIF.

En línea con la Ley de Prevención de Lavado de Activos, mediante la Resolución 11/2011, la UIF aprobó la nómina de quienes deben ser considerados personas políticamente expuestas políticamente (“PEP”) en Argentina, la cual deberá ser tenida en cuenta por los Sujetos Obligados. Dicha nómina, fue modificada posteriormente por la Resolución UIF 52/2012, la cual redefine el concepto de PEP, estableciendo que un PEP debe desempeñar funciones prominentes, por lo que su definición no persigue cubrir a individuos que detentan en un rango medio o subalterno respecto de las categorías anteriores. En noviembre de 2018, la UIF aprobó la Resolución UIF N° 134/2018, que actualizó la lista de PEP en Argentina, teniendo en cuenta las funciones que desempeñaron en el presente o en el pasado, y su relación por cercanía o afinidad con terceros que desempeñan o han desempeñado dichas funciones. Asimismo, durante el año 2019 la UIF emitió la Resolución 15/19, modificando nuevamente la nómina de PEP y la Resolución 128/19, que estableció que las PEP extranjeras serán consideradas de alto riesgo y por lo tanto objeto de medidas de debida diligencia reforzada, con algunas excepciones.

Por otro lado, las normas del Banco Central requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de dinero. Cada entidad debe designar un funcionario administrativo de máximo nivel como la persona responsable de la prevención del lavado de dinero a cargo de centralizar cualquier información que el Banco Central pueda requerir de oficio o a pedido de cualquier autoridad competente. Asimismo, este funcionario u otra persona que dependa del gerente general, el directorio, o autoridad competente, será responsable de la instrumentación, rastreo, y control de los procedimientos internos para asegurar el cumplimiento de las reglamentaciones.

Además, las entidades financieras, en su carácter de Sujetos Obligados, deben informar cualquier transacción que parezca sospechosa o inusual, o a la que le falte justificación económica o jurídica, o que sea innecesariamente compleja, ya sea realizada en oportunidades aisladas o en forma reiterada. En julio de 2001, el Banco Central publicó una lista de jurisdicciones “no cooperadoras” para que las entidades financieras prestaran especial atención a las transacciones a y desde tales áreas.

Asimismo, la Resolución N° 229/2011 de la UIF (modificada por las Resoluciones UIF N° 140/2012, 3/2014, 104/2016 y derogada por la Resolución UIF N° 21/2018 y, esta última, a su vez modificada por las Resoluciones UIF N° 156/18, N° 18/19, N° 117/19, N° 112/21 y N° 6/22), estableció ciertas medidas que los agentes autorizados por la CNV (los “Sujetos Obligados de la Resolución 229”), deberán observar para prevenir, detectar y reportar, dentro de los plazos previstos en la normativa, los hechos, actos, operaciones u omisiones que puedan provenir de la comisión de los delitos de lavado de activos y financiación del terrorismo en el mercado de capitales. La Resolución N° 229/2011 estableció pautas generales acerca de la identificación del cliente (incluyendo la distinción entre clientes habituales, ocasionales e inactivos), la información a requerir, la documentación a conservar y los procedimientos para detectar y reportar operaciones sospechosas. Las principales obligaciones establecidas por la Resolución N° 229/2011 son las siguientes: a) la elaboración de un manual que establezca los mecanismos y procedimientos para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo; b) la designación de un oficial de cumplimiento; c) la implementación de auditorías periódicas; d) la capacitación del personal; e) la implementación de medidas que permitan a los Sujetos Obligados de la Resolución 229 consolidar electrónicamente las operaciones que realizan con los clientes, así como herramientas tecnológicas, que posibiliten analizar o monitorear distintas variables para identificar ciertos comportamientos y visualizar posibles operaciones sospechosas; f) la implementación de herramientas tecnológicas que permitan establecer de una manera eficaz los sistemas de control y prevención de lavado de

activos y financiación del terrorismo; y g) la elaboración de registros de análisis y gestión de riesgo de las operaciones inusuales detectadas y aquellas que por haber sido consideradas sospechosas hayan sido reportadas.

Asimismo, el BCRA y la CNV también deben cumplir con las disposiciones de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. A este respecto, las regulaciones de la CNV establecen que las entidades involucradas en la oferta pública de valores (que no sean emisores), incluidos, entre otros, los suscriptores de cualquier emisión primaria de valores deben cumplir con los estándares establecidos por la UIF. En particular, deben cumplir con la obligación con respecto a la identificación del cliente y la información requerida, el mantenimiento de registros, las precauciones que se deben tomar para reportar operaciones sospechosas, políticas y procedimientos para prevenir el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo. A su vez, los adquirentes de obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

En marzo de 2018, con el dictado de la Resolución N° 21/2018, conforme fuera modificada con posterioridad, se incluyó la obligación para los Sujetos Obligados de la Resolución N° 229 de identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos. Según esta norma, el Sujeto Obligado debe contar con políticas y procedimientos de “*know your client*”, los cuales se deben aplicar de acuerdo con la calificación de riesgo determinadas en base al modelo de riesgo implementado por el Sujeto Obligado. En consecuencia, se habilita a los mismos a implementar plataformas tecnológicas acreditadas que permitan llevar a cabo trámites a distancia, sin exhibición personal de la documentación, sin que ello condicione el cumplimiento de los deberes de debida diligencia. A su vez, se fijaron nuevos estándares para realizar las medidas de debida diligencia en el control y monitoreo de los clientes. Asimismo, se contempló a las nuevas categorías de agentes creadas con la última reforma a la Ley 26.831, al tiempo que se incluyó la aplicación a los fideicomisos financieros con oferta pública, sus fiduciarios, fiduciantes y las personas humanas o jurídicas vinculadas directa o indirectamente con estos, derogando parcialmente la Resolución UIF N° 140/12 sólo sobre tales sujetos, continuando vigentes las disposiciones de la misma para los restantes fideicomisos.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución UIF 154/2018 (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en el cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo implementados por parte de los Sujetos Obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los Sujetos Obligados puede dar lugar sanciones por parte de la UIF, CNV o del BCRA. Tanto la Resolución UIF N° 30/17, conforme hubiera sido modificada, así como como las normas del BCRA requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de activos. En agosto de 2018, mediante la resolución UIF 97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF para adecuar las tareas de aquél a los parámetros establecidos en la resolución UIF N° 30/17, conforme hubiera sido modificada, en relación a los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

Por su parte, las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de títulos valores (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de las Obligaciones Negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

Respecto de las Co-Emisoras, éstas deben identificar a cualquier persona, humana o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y deberán cumplir con los requisitos exigidos a los demás sujetos participantes en la oferta pública, por las normas de la UIF, especialmente en lo referido a la identificación de dichas personas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados. Asimismo, el Artículo 1 de la Sección I, Título XI de las Normas de la CNV establece que las emisoras deberán presentar a la CNV la documentación respaldatoria a fin de verificar el origen lícito de los fondos involucrados en aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de acciones o

préstamos significativos que reciban, como así también la identidad de los sujetos involucrados en dichas operaciones.

Con fecha 14 de octubre de 2016 la UIF emitió la Resolución N° 135/2016 dictando normas para fortalecer el intercambio de información internacional con organismos análogos con los que suscriba acuerdos o memorandos de entendimiento y a aquellos organismos públicos extranjeros que integren el Grupo Egmont de Unidades de Inteligencia Financiera o la Red de Recuperación de Activos del Grupo de Acción Financiera de Latinoamérica (GAFILAT).

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se establece que se deberán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión.

Además, las Normas de la CNV establecen que las entidades bajo su órbita de control y fiscalización sólo podrán dar curso a operaciones en el ámbito de la oferta pública de valores negociables, contratos a término, futuros u opciones de cualquier naturaleza y otros instrumentos y productos financieros, cuando sean efectuadas u ordenadas por sujetos constituidos, domiciliados o que residan en dominios, jurisdicciones, territorios o Estados asociados que no sean considerados como No Cooperantes o de Alto Riesgo por el Grupo de Acción Financiera (“GAFI”).

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores podrán solicitar, y los inversores deberán presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden prohíban y prevengan el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el Banco Central. Las Co-Emisoras y los agentes colocadores correspondientes podrán rechazar manifestaciones de interés y/u órdenes de compra de no cumplirse con tales normas o requisitos, y dichos rechazos no darán derecho a reclamo alguno contra las Co-Emisoras, y/o los agentes colocadores.

Si bien de conformidad con las Resoluciones N° 121 y 229 de la UIF, conforme hubieran sido modificadas, las operaciones sospechosas de lavado de activos deben ser reportadas a la UIF en un plazo de ciento cincuenta (150) días corridos a partir de la operación realizada (o tentada), la Resolución N° 3/2014 de la UIF, conforme hubiera sido modificada por la Resolución N° 117/2019, establece que los sujetos obligados deben reportar a la UIF todo hecho u operación sospechosa de lavado de activos dentro de los treinta (30) días corridos desde que los hubieran calificado como tales, en tanto las operaciones sospechosas de financiación de terrorismo deben ser reportadas dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de la operación realizada (o tentada).

En febrero de 2016, mediante el Decreto N° 360/2016, se creó el “Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo”, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos otorgándosele la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del GAFI, las cuales serían llevadas a cabo a través de un Coordinador Nacional designado al efecto; y se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera. Posteriormente, en mayo de 2019 a través del Decreto N° 331/2019 se creó el “Comité de Coordinación Para la Prevención y Lucha Contra el Lavado de Activos, la Financiación del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva”.

Por otra parte, en el marco del “Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior” establecido en la Ley 27.260 y su Decreto

Reglamentario N° 895/2016, la UIF emitió la Resolución N° 92/2016, en virtud de la cual se estableció que los sujetos obligados debían implementar, a tales efectos un sistema de gestión de riesgos. Asimismo, en caso de detectarse operaciones sospechosas hasta el 31 de marzo de 2017, en el contexto del mencionado régimen legal, deberán reportarlas en un apartado denominado “ROS SF”, en referencia al Reporte de Operación Sospechosa a darse en el marco del régimen de sinceramiento fiscal. Dicho reporte debería ser debidamente fundado y contener una descripción de las circunstancias por las cuales se considera que la operación tiene carácter de sospechosa, en el marco del régimen de sinceramiento fiscal, y revelar un adecuado análisis de la operatoria y el perfil del cliente (en este caso, no resultan necesarios los requerimientos referidos a información y documentación tributaria).

En septiembre de 2016, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6060 por la que se fijó que en caso de clientes respecto de los cuales no se pudiera dar cumplimiento a la identificación y conocimiento conforme a la normativa vigente, se deberá efectuar un análisis con un enfoque basado en riesgo, en orden a evaluar la continuidad o no de la relación con el cliente. Los criterios y procedimientos a aplicar a este proceso deben ser descritos en los manuales internos de gestión del riesgo de las sociedades. Si es necesario iniciar el proceso de discontinuación de una transacción, será necesario observar los procedimientos y términos vigentes de las normas del Banco Central aplicables al (los) producto (s) contratado por el (los) cliente (s). Las partes obligadas deberán conservar, por un período de diez (10) años, los procedimientos escritos aplicados en cada caso respecto a la discontinuación de la transacción del cliente. Dicha Comunicación “A” 6060 fue dejada sin efecto por la Comunicación “A” 6355, mediante la cual se adecuaron las instrucciones operativas para el manejo de la información de las bases de datos de las normas sobre la materia, como consecuencia de lo establecido en la Comunicación “A” 6207, que dejó sin efecto las designaciones por nota en formato papel de una serie de responsables en entidades sujetas a la fiscalización del BCRA para diversos requerimientos de información. A su vez, se dispuso que las entidades sujetas a la fiscalización del BCRA deberían mantener a disposición del BCRA la documentación respaldatoria de las designaciones del oficial de cumplimiento ante la UIF. También se estableció que las designaciones de oficiales de cumplimiento titulares y suplentes deberán ser comunicadas al BCRA por medio del régimen informativo pertinente. Por último, se estableció que los representantes de entidades financieras del exterior no autorizadas para operar en el país deberán remitir al BCRA copia certificada de las designaciones de dichos funcionarios.

Asimismo, en noviembre de 2016 el Banco Central, por medio de la Comunicación “A” 6094, conforme hubiera sido modificada por la Comunicación “A” 6709, estableció que también deben observarse las disposiciones de prevención de lavado de dinero como de financiación de terrorismo por los representantes de entidades financieras del exterior no autorizadas para operar en el país.

Con fecha 14 de octubre de 2016, la UIF emitió la Resolución N° 135/2016 dictando normas para fortalecer el intercambio de información internacional con organismos análogos con los que suscriba acuerdos o memorandos de entendimiento y a aquellos organismos públicos extranjeros que integren el Grupo Egmont de Unidades de Inteligencia Financiera o la Red de Recuperación de Activos del Grupo de Acción Financiera de Latinoamérica (“GAFILAT”).

Una de las modificaciones más importantes que dispuso la Resolución UIF N° 141/2016, en cuanto modificatoria de resoluciones N° 121 y N° 229 de 2011 aplicables a los sectores financieros y bursátiles, fue en relación con la aplicación del secreto fiscal y el trazado del perfil de los clientes con un enfoque basado en riesgo. Respecto del secreto fiscal, se estableció que las entidades no podrán requerir de los clientes declaraciones juradas impositivas nacionales. A su vez, también se dispuso que los perfiles de los clientes deberán basarse en un nivel de riesgo, la situación patrimonial, económica y financiera en función de la documentación que se obtenga y también deberá trazarse para cada cliente un perfil transaccional.

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se estableció que se deberán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión.

En septiembre de 2017, la UIF publicó la resolución N° 30-E/17, derogando la Resolución N° 121 y estableciendo las nuevas pautas que las entidades financieras y cambiarias deben seguir en calidad de sujetos

obligados legalmente a brindar información financiera bajo la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en base a las recomendaciones revisadas de GAFI del año 2012, a los fines de adoptar un enfoque basado en riesgos. La Resolución N° 30-E/17 determinó los elementos de cumplimiento mínimos que deben incluirse en un sistema para la prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo, como un proceso de *due diligence* del cliente, programas de capacitación, monitoreo de operaciones, reporte de operaciones sospechosas y normativa de incumplimiento, entre otros elementos. La Resolución N° 30-E/17 fue derogada por la Resolución N° 156/2018, conforme se especifica más abajo.

A lo largo de 2018, la UIF revisó sus reglas contra el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo en línea con ciertas recomendaciones de GAFI y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para cumplir con las normas internacionales y consolidar un nuevo enfoque "basado en el riesgo" con respecto a las obligaciones de ciertas entidades informantes, ajustando sus regulaciones con respecto a las personas expuestas políticamente e implementando una vigilancia coordinada.

Con fecha 18 de junio de 2018, a través de la Ley N°27.446 se introdujeron modificaciones a numerosos artículos de la Ley de Prevención del Lavado de Activos tendientes a simplificar y agilizar los procesos judiciales, adecuando la normativa vigente a la realidad operativa de la UIF; y a receptar ciertos estándares internacionales.

En agosto de 2018, mediante la resolución UIF 97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF en pos de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la resolución UIF N° 30-E/17 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF publicó la resolución UIF 154/2018, mediante la cual modificó los procedimientos de supervisión vigentes por nuevos diseños que se adapten y sean conformes a los estándares internacionales promovidos por el GAFI, los cuales deben aplicarse de conformidad con un enfoque basado en riesgo. En consecuencia, la UIF aprobó su "Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de información financiera", derogando las disposiciones de los Anexos II, III y IV de la resolución UIF 104/2010, el artículo 7° y las disposiciones de los Anexos V y VI de la resolución UIF 165/2011 y del Anexo III de la resolución UIF 229/2014.

Por otra parte, el 28 de diciembre de 2018, mediante Resolución UIF 156/2018, se aprobaron los textos ordenados de la Resolución UIF 30-E/2017, Resolución UIF 21/2018 y Resolución UIF 28/2018, en los términos del Decreto 891/2017 de Buenas Prácticas en Materia de Simplificación. A través de la RES UIF 156/18 se modificaron y reordenaron las medidas, procedimientos y controles que los sujetos obligados enumerados en dichas resoluciones deben adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Se establecieron, asimismo, que dichos sujetos obligados deberán establecer un cronograma de digitalización de los legajos de clientes preexistentes, teniendo en consideración el riesgo que estos presenten.

En julio de 2019, mediante el Decreto N° 489/2019, el Poder Ejecutivo creó el Registro Público de Personas y Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (el "RePET"), para centralizar y gestionar toda la información relacionada con la congelación administrativa de activos vinculados a actos de terrorismo y su financiación. El RePET está habilitado para proporcionar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en el campo y con terceros países y los sujetos obligados a informar deberán proporcionar toda información relacionada con operaciones realizadas o intentadas por personas humanas o jurídicas incorporadas en el RePET.

El 17 de noviembre de 2019, mediante la Resolución N° 117/2019, la UIF actualizó los umbrales mínimos sobre los cuales las entidades informantes deben llevar a cabo los requisitos de control reforzado y diligencia debida establecidos por las regulaciones aplicables contra el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo. Esta medida tiene como objetivo "contribuir a una prevención eficiente del lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo" desde un enfoque basado en el riesgo, de acuerdo con los estándares internacionales promovidos por el GAFI.

Adicionalmente, la CNV estableció a través de la Resolución General N° 816/19, según fuera modificada por la Resolución General 846/2020, que, dentro de los sujetos obligados en los términos de los incisos 4, 5 y 22 del artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos, quedan comprendidos los a) agentes de negociación; b) agentes de liquidación y compensación; c) las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; d) plataformas de financiamiento colectivo; e) agentes asesores globales de inversión; y f) las personas jurídicas, contempladas en el inciso 22) del artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos que actúen como fiduciarios financieros en fideicomisos financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados. Tales sujetos deberán observar lo establecido en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y en la reglamentación de la CNV. Ello incluye los decretos del Poder Ejecutivo Nacional referidos a las decisiones adoptadas por el consejo de seguridad de las naciones unidas, en la lucha contra el terrorismo, y el cumplimiento de las resoluciones (con sus respectivos anexos) del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto.

Mediante la Resolución N° 112/2021 de la UIF publicada en el Boletín Oficial el 21 de octubre de 2021, se establecieron las medidas y procedimientos que los Sujetos Obligados enumerados en el artículo 20 de la Ley N° 25.246 con sus modificatorias, deberán observar para identificar al beneficiario/a final. En este sentido, será considerado beneficiario/a final a la persona humana que posea como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la persona humana que por otros medios ejerza el control final de las mismas, entendiéndose como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

Los inversores deberán suministrar toda aquella información y documentación que les sea requerida por el o los agentes colocadores y/o las Co-Emisoras para el cumplimiento de, entre otras, las normas sobre lavado de activos de origen delictivo emanadas de la UIF o establecidas por la CNV o el BCRA.

Con fecha 22 de diciembre de 2011, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 26.734 (la “Ley Antiterrorista”), que tipifica el financiamiento del terrorismo como un delito penal y lo incorpora al Código Penal argentino como un delito contra el orden económico y financiero.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 303 del Código Penal argentino: (1) se reprime con prisión de tres a diez años y multa de dos a diez veces del monto de la operación al que convierta, transfiera, administre, venda, grave, disimule o de cualquier otro modo ponga en circulación en el mercado, bienes provenientes de un delito penal, con la consecuencia posible de que los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito y siempre que su valor supere los \$ 300.000 sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí; (2) la pena prevista en el inciso 1 será aumentada en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, en los siguientes casos: (a) cuando el autor realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza; (b) cuando el autor fuera funcionario público que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones. En este caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres a diez años. La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requirieran habilitación especial; (3) el que recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal, con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las previstas en el inciso 1, que les dé la apariencia posible de un origen lícito, será reprimido con la pena de prisión de seis meses a tres años; (4) si el valor de los bienes no superare la suma indicada en el inciso 1, el autor será reprimido con la pena de prisión de seis meses a tres años; y (5) las disposiciones mencionadas anteriormente regirán aun cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con pena en el lugar de su comisión.

Por otra parte, conforme el artículo 304 de dicho cuerpo legal, cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona jurídica, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente: (1) multa de dos a diez veces el valor de los bienes objeto del delito; (2) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez años; (3) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el estado, que en ningún caso podrá exceder de diez años; (4) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad; (5) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere; (6) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica. para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones previstas en los puntos 2 y 4 anteriores.

Adicionalmente, el artículo 305 prevé que el juez podrá adoptar desde el inicio de las actuaciones judiciales las medidas cautelares suficientes para asegurar la custodia, administración, conservación, ejecución y disposición del o de los bienes que sean instrumentos, producto, provecho o efectos relacionados con los delitos de lavado de activos de origen delictivo. en operaciones de lavado de activos, serán decomisados de modo definitivo, sin necesidad de condena penal, cuando se hubiere podido comprobar la ilicitud de su origen, o del hecho material al que estuvieren vinculados, y el imputado no pudiese ser enjuiciado por motivo de fallecimiento, fuga, prescripción o cualquier otro motivo de suspensión o extinción de la acción penal, o cuando el imputado hubiere reconocido la procedencia o uso ilícito de los bienes. los activos que fueren decomisados serán destinados a reparar el daño causado a la sociedad, a las víctimas en particular o al estado. sólo para cumplir con esas finalidades podrá darse a los bienes un destino específico. Todo reclamo o litigio sobre el origen, naturaleza o propiedad de los bienes se realizará a través de una acción administrativa o civil de restitución. cuando el bien hubiere sido subastado sólo se podrá reclamar su valor monetario.

POR LAS RAZONES HASTA AQUÍ EXPUESTAS, PODRÍA OCURRIR QUE UNO O MÁS PARTICIPANTES EN EL PROCESO DE COLOCACIÓN Y EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, TALES COMO EL/LOS AGENTE/S COLOCADO/RES Y/O LAS CO-EMISORAS SE ENCUENTREN OBLIGADOS A RECOLECTAR INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN VINCULADA CON LOS INVERSORES Y EL ORIGEN Y LICITUD DE LOS FONDOS QUE UTILICEN EN LA INVERSIÓN, Y ÉSTOS OBLIGADOS A SUMINISTRARLA; ASÍ COMO A INFORMAR A LA UIF AQUELLAS OPERACIONES SOSPECHOSAS DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO, O A LAS QUE LES FALTEN JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA O JURÍDICA, O QUE SEAN INNECESARIAMENTE COMPLEJAS, YA SEA QUE FUEREN REALIZADAS EN OPORTUNIDADES AISLADAS O EN FORMA REITERADA.

PARA UN ANÁLISIS MÁS EXHAUSTIVO DEL RÉGIMEN DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO VIGENTE AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA DEL TÍTULO XIII, LIBRO SEGUNDO DEL CÓDIGO PENAL ARGENTINO Y A LA NORMATIVA EMITIDA POR LA UIF, A CUYO EFECTO LOS INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR EN EL SITIO WEB DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA O EN WWW.INFOLEG.GOB.AR. ASIMISMO, LOS INVERSORES PODRÁN CONSULTAR LOS SITIOS WEB DEL BCRA (WWW.BCRA.GOB.AR), UIF (WWW.ARGENTINA.GOB.AR/UIF) Y CNV (WWW.ARGENTINA.GOB.AR/CNV/).

EL PRESENTE AVISO A LOS INVERSORES ES UN BREVE RESUMEN DE LA NORMATIVA REFERIDA A LA PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO A MEROS FINES INFORMATIVOS. A PESAR DE ESTE RESUMEN, SE ACLARA QUE RESULTAN DE APLICACIÓN A LAS CO-EMISORAS LA TOTALIDAD DE LA NORMATIVA DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE DINERO Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO.

(6) Notificación a los agentes del BYMA

Los Agentes de Negociación (“AN”) y Agentes de Liquidación y Compensación (“ALYC”) deberán solicitar a sus clientes previo cumplimiento de la instrucción de adquisición de títulos valores en Pesos para su posterior e inmediata venta en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, la presentación de una declaración jurada del titular que manifieste que no resulta beneficiario como empleador del salario complementario establecido en el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (“ATP”), creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17/05/2020 y mod. Asimismo, se deberá incluir en la declaración jurada que la persona no se encuentra alcanzada por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

INFORMACIÓN RELEVANTE

1. Aprobaciones societarias

La creación y los términos y condiciones generales del Programa por un monto de hasta U\$S100.000.000, la emisión y los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables y la delegación de facultades al directorio fueron aprobados por las asambleas de accionistas de las Co-Emisoras, ambas de fecha 8 de agosto de 2017, y por reuniones de directorio de las Co-Emisoras ambas de fecha 10 de agosto de 2018. La creación del Programa fue aprobada por Resolución de la CNV N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017.

Posteriormente, la actualización y el aumento del monto del Programa por hasta U\$S300.000.000 y la delegación de facultades al directorio fueron aprobados por las asambleas extraordinarias de accionistas y por reuniones de directorio de las Co-Emisoras, todas de fecha 4 de febrero de 2019, y por Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019.

Asimismo, la modificación de los términos y condiciones y el aumento del monto del Programa por hasta U\$S700.000.000 y la delegación de facultades al directorio fueron aprobados por las asambleas extraordinarias de accionistas y por reuniones de directorio de las Co-Emisoras, todas de fecha 5 de agosto de 2020, y por Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 10 de septiembre de 2020.

Mediante reuniones de directorio de las Co-Emisoras de fecha 19 de febrero de 2021 se decidió realizar una enmienda al Prospecto a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables denominadas en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N° 27.271 o en Unidades de Valor Adquisitivo u otras que las reemplacen o se dicten en el futuro, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o cualquier otro índice permitido en el futuro, en virtud de lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, y de conformidad con el Artículo 40 bis, Sección V, Capítulo V, Título II, de las Normas de la CNV. Dicha enmienda fue autorizada por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV DI-2021-3-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2021.

La prórroga de la vigencia del plazo del Programa, la modificación de los términos y condiciones del Programa, a fin de remover toda referencia a ALBANESI S.A. como garante de las Obligaciones Negociables de dicho Programa; aprobadas por las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas de dichas Sociedades y sus Directorios con fecha 19 de abril de 2022, y la delegación de facultades al directorio fueron aprobados por las asambleas de accionistas de las Co-Emisoras ambas de fecha 19 de abril de 2022, por reuniones de directorio de las Co-Emisoras, ambas de fecha 19 de abril de 2022, y por Disposición N° DI-2022-28-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 2 de junio de 2022.

Presentación de información contable

General

A menos que se indique lo contrario o que el contexto así lo requiera, las referencias a “nosotros”, “nuestro” o “nuestra” aluden (i) con anterioridad al 1 de enero de 2021, a Albanesi, y sus subsidiarias (tales como GEMSA, Co-Emisora de las Obligaciones Negociables, Generación Rosario S.A., CTR, Co-Emisora de las Obligaciones Negociables, GECE, Generación Litoral S.A. y Solalban Energía S.A.); y (ii) con posterioridad al 1 de enero de 2021, a GEMSA y sus subsidiarias. Referencias a las Co-Emisoras aluden a GEMSA y CTR.

Estados Financieros

Los Estados Financieros, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las Resoluciones Técnicas (“RT”) N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) que adoptan de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), incluyendo la Norma Internacional de Contabilidad (“NIC”) 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de

Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (“CINIIF”), y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV. El presente Prospecto incluye (i) los estados financieros consolidados anuales de GEMSA por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019; y (ii) los estados financieros anuales de CTR por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019.

Los estados financieros anuales fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., contadores independientes.

Los estados financieros anuales de GEMSA por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 10 de marzo de 2022 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2863692) y acta de asamblea de fecha 19 de abril de 2022 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2880864); el 31 de diciembre de 2020 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 16 de marzo de 2021 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2723298) y acta de asamblea de fecha 1 de junio de 2021 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2756139); y el 31 de diciembre de 2019 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 10 de marzo de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2586900) y acta de asamblea de fecha 16 de abril de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2600088).

Los estados financieros anuales de CTR por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 10 de marzo de 2022 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2863741) y acta de asamblea de fecha 19 de abril de 2022 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2880895); el 31 de diciembre de 2020 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 16 de marzo de 2021 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2723380) y acta de asamblea de fecha 1 de junio de 2021 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2756161); y el 31 de diciembre de 2019 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 10 de marzo de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2586878) y acta de asamblea de fecha 20 de abril de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2600952).

De conformidad con las NIIF, las operaciones en moneda que no sea Peso han sido convertidas a Pesos en los Estados Financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación o valuación cuando se miden los rubros. Las ganancias y pérdidas por variaciones en el tipo de cambio resultantes de la liquidación de operaciones o valuación de activos y pasivos en moneda extranjera se reconocen en el estado de resultados en resultados financieros. El Peso se depreció con respecto al dólar estadounidense un 18,5% en 2017, 101,4% en 2018, 58,4% en 2019 y un 89% en 2020, sobre la base de tipos de cambios oficiales informados por el Banco Central, Comunicación “A” 3500.

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

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

A su vez, la Ley N° 27.468 (B.O. 04/12/2018) modificó el artículo 10° de la Ley N° 23.928 y sus modificatorias, estableciendo que la derogación de todas las normas legales o reglamentarias que establecen o autorizan la indexación por precios, actualización monetaria, variación de costos o cualquier otra forma de repotenciación de las deudas, impuestos, precios o tarifas de los bienes, obras o servicios, no comprende a los estados financieros, respecto de los cuales continuará siendo de aplicación lo dispuesto en el artículo 62 in fine de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificatorias. Asimismo, el mencionado cuerpo legal dispuso la derogación del Decreto N° 1269/2002 del 16 de julio de 2002 y sus modificatorios y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional, a través de sus organismos de contralor, establecer la fecha a partir de la cual surtirán efecto las disposiciones citadas en relación con los estados financieros que les sean presentados. Por lo

tanto, mediante su RG 777/2018 (B.O. 28/12/2018), la CNV dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deberán aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

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

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

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2021 fueron preparados en dólares estadounidenses que es la moneda funcional de la Compañía, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan las entidades y se presenta en pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV; y los estados financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido preparados reconociendo los cambios en el poder adquisitivo de la moneda, actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2020.

Para más información, véase la sección “*Antecedentes Financieros*” en este Prospecto.

Datos que no se ajustan a las NIIF

En el presente Prospecto, “EBITDA Ajustado” significa los ingresos netos operativos aumentados o disminuidos (sin duplicación) por depreciación y amortización, ingresos y gastos no recurrentes, y resultados derivados de intereses en socios, excepto en la medida en que se hayan recibido dividendos.

Para una conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, ver “Antecedentes Financieros”. EBITDA Ajustado es una medida contable que no se ajusta a las NIIF. EBITDA Ajustado se incluye en el presente Prospecto porque que ciertos inversores pueden considerarlo útil como una medida adicional de desempeño financiero y capacidad para pagar deudas y financiar inversiones en activos fijos. EBITDA Ajustado no es ni debería ser considerada como un reemplazo de rubros tales como ingresos, flujos de caja provenientes de operaciones y otras medidas de desempeño financiero o liquidez en virtud de las NIIF. Dado que EBITDA Ajustado es una medida que no se ajusta a las NIIF y no todas las empresas calculan EBITDA Ajustado de la misma manera, nuestra presentación de EBITDA Ajustado puede no ser comparable con otras EBITDA Ajustado o con la forma en que otras empresas presentan su EBITDA Ajustado.

2. Moneda

Salvo que se especifique lo contrario o el contexto requiera lo contrario, las referencias en el presente Prospecto a “Pesos”, “Ps.”, “ARS” o “\$” son a pesos argentinos, mientras que las referencias a “Dólares Estadounidenses”, “Dólares”, “US\$” o “USD” son dólares de Estados Unidos.

Los vaivenes cambiarios y la inflación en la Argentina producen un impacto significativo en nuestra situación contable y en los resultados de nuestras operaciones. Sólo para mayor comodidad, el presente Prospecto contiene conversiones de sumas en Pesos a montos en Dólares Estadounidenses a tipos de cambio especificados. Salvo que se indique lo contrario, en el presente Prospecto, hemos convertido (i) montos en Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de \$102,72 por USD 1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina el 31 de diciembre de 2021 (ii) montos en Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de \$ 84,15 por USD 1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina el 31 de diciembre de 2020, y (iii) montos en Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de \$ 59,89 por USD 1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina el 31 de diciembre de 2019.

No debe considerarse que la conversión de sumas a monedas distintas en el presente Prospecto implica que los montos en Pesos en realidad representan montos en Dólares Estadounidenses ni que cualquier persona puede convertir las sumas en Pesos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio indicado o a cualquier otro tipo de cambio. Ver “*Información Adicional*” y “*Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la Argentina — Las fluctuaciones en el valor del peso argentino podrían afectar negativamente la economía argentina*”.

3. Ciertos términos definidos

En este Prospecto, el término “Argentina” se refiere a la República Argentina. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término “Secretaría de Energía”, “SGE” o “SE” refiere a la ex Secretaría de Energía de la Nación Argentina, ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación o “ME&M”, y ex Secretaría de Gobierno de Energía. Los términos “Banco Central” y “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, el término “INDEC” se refiere al Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el término “IPC” se refiere al índice de precios al consumidor, el término “ENRE” se refiere al Ente Nacional Regulador de la Electricidad, el término “Banco Nación” se refiere al Banco de la Nación Argentina, el término “BCBA” refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “Boletín Diario de la BCBA” refiere al Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “CNV” refiere a la Comisión Nacional de Valores de la Nación, el término “BYMA” refiere a Bolsas y Mercados Argentinos S.A., y el término “Ley General de Sociedades” se refiere a la Ley General de Sociedades N° 19.550 y sus modificatorias, el término “Ministerio de Economía” se refiere al Ministerio de Economía de la Nación Argentina. Las Compañías también utilizan en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria de petróleo, gas y electricidad de Argentina. Véase “*Glosario de Términos Técnicos*”.

4. Redondeo

Ciertas cifras que figuran en el presente Prospecto (incluidos montos porcentuales) y en los estados financieros han sido sometidas a ajustes de redondeo para facilitar la presentación. Por lo tanto, las cifras mostradas para la misma categoría presentada en cuadros o partes diferentes del presente Prospecto y estados financieros pueden variar levemente, y las cifras mostradas como totales en algunos cuadros pueden no ser una suma aritmética de los números que las preceden.

5. Datos económicos, de la industria y del mercado

Los datos económicos, de la industria y del mercado y otra información estadística utilizada en el presente Prospecto se basan en información publicada por organismos gubernamentales argentinos y de publicaciones de la industria, tales como el INDEC, el BCRA, el Ministerio de Economía, el Banco Nación, la SE, CAMMESA y el ENRE. Algunos datos también se basan en nuestras estimaciones, que surgen de nuestro análisis de estudios internos y fuentes independientes. Si bien creemos que estas fuentes son confiables, no hemos verificado independientemente la información y no podemos garantizar su exactitud e integridad. Asimismo, si bien las consideramos que las estimaciones y la investigación comercial interna son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigación comercial, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente.

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

A menos que se indique lo contrario, los siguientes términos tienen el significado que se expone a continuación:

<i>BADLAR</i>	BADLAR es la tasa de interés publicada por el Banco Central que es equivalente a la tasa promedio de la tasa pagada por los bancos privados por depósitos a 30 días de, como mínimo, un millón de Pesos.
<i>CAMMESA</i>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., el organismo gubernamental a cargo de la gestión del MEM y el despacho de electricidad al SADI. CAMMESA está controlada por el Gobierno Argentino, titular del 20% de su capital accionario, y cuatro grupos de entidades, cada una titular del 20% de su capital accionario, a saber: las asociaciones que representan a las empresas de generación, las empresas de transmisión, las empresas de distribución y los grandes usuarios. CAMMESA está a cargo de despachar electricidad al SADI, planificar necesidades de capacidad energética y optimizar el uso de la energía, monitorear la operación del mercado a término, facturar y cobrar pagos por operaciones entre actores del MEM, comprar y/o vender energía eléctrica a otros países, entre otras responsabilidades. Los costos operativos de CAMMESA se financian mediante aportes obligatorios por parte de los actores del MEM.
<i>CCEE</i>	Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica y “CE” para el uso del término CCEE en singular.
<i>Central termoeléctrica</i>	Una unidad de generación que usa la energía calórica derivada del combustible, por ejemplo gas natural o carbón, como fuente de energía para impulsar el generador de energía.
<i>Ciclo combinado</i>	Tipo de turbina termoeléctrica que puede utilizar diversos combustibles, incluido el gas natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad y que luego utiliza el calor que se libera en ese proceso para producir vapor y generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor.
<i>Ciclo simple</i>	Un tipo de turbina termoeléctrica que puede usar varios combustibles, como gas natural o diésel, para hacer funcionar un alternador que genera energía. A diferencia de las turbinas de gas de ciclo combinado, las turbinas de gas de ciclo simple solamente tienen un ciclo de energía.
<i>CN</i>	Una central termoeléctrica que usa energía nuclear para generar electricidad.
<i>Distribución</i>	La transmisión de electricidad al consumidor final.

<i>Distribuidor</i>	Una persona jurídica que provee electricidad a un grupo de consumidores finales mediante una red de distribución.
<i>IEASA</i>	Integración Energética S.A. (ex Energía Argentina S.A. o ENARSA), una sociedad estatal que opera plantas generadoras y actúa en otros segmentos de la actividad energética.
<i>Energía Base</i>	Marco regulatorio creado por la SE en virtud de la Resolución SE 95/2013 y sus posteriores modificaciones conforme al cual los generadores venden su disponibilidad de energía eléctrica a CAMMESA para la capacidad instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras — Nuestros clientes</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.
<i>Energía Plus</i>	El mercado regulatorio creado por la SE en virtud de la Resolución SE 1281/06 conforme al cual los generadores venden su energía eléctrica a tomadores privados. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras— Nuestros clientes</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.
<i>ENRE</i>	El Ente Nacional Regulador de la Electricidad, un organismo regulador autónomo que opera bajo la órbita de la SE. El ENRE supervisa el cumplimiento por parte de las empresas reguladas de transmisión y distribución con leyes, regulaciones y criterios operativos establecidos, incluidos estándares ambientales y de calidad del servicio y lineamientos contra comportamientos monopólicos en el mercado. El ENRE también dirime conflictos entre los distintos participantes del sector y protege los intereses de los consumidores. Una parte de los requisitos presupuestarios del ENRE se financia con tarifas de empresas del sector y su personal profesional se elige mediante concursos públicos.
<i>Factor de Disponibilidad</i>	La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación se encuentra disponible sin interrupciones. El factor de disponibilidad se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).
<i>Fueloil</i>	El fueloil o petróleo pesado es un producto de petróleo líquido o licuable utilizado para generar calor o energía. El fueloil se divide en seis clases distintas, según el punto de ebullición, la longitud de la cadena carbonada del combustible y la viscosidad. Las referencias a Fueloil en el presente Prospecto aluden al Fueloil de grado 6 (de conformidad con la gradación realizada por American

	Society of Testing and Materials), también conocido como Fueloil #6 o Fueloil residual.
<i>Gasoil</i>	Un destilado de petróleo que se usa como combustible para motores a diésel. Los combustibles diésel se dividen en tres clases diferentes: 1D (#1), 2D (#2) y 4D (#4). La diferencia entre estas clases depende de la viscosidad (la propiedad de un líquido que genera resistencia a su flujo) y el punto de fluidez (la temperatura a la cual un líquido fluye). Las referencias al gasoil en el presente Prospecto son al Gasoil #2.
<i>Gigavatio (GW)</i>	Mil millones de vatios.
<i>Gigavatio hora (GWh)</i>	Un gigavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil millones de vatios hora.
<i>Kilocaloría (kcal)</i>	Una unidad de energía de 1.000 calorías (equivalente a una caloría grande).
<i>Kilovatio (kW)</i>	Mil vatios.
<i>Kilovatio hora (kWh)</i>	Un kilovatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil vatios hora.
<i>Kilovoltio (kV)</i>	Mil voltios.
<i>Ley de Mercado de Capitales</i>	Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina y sus modificaciones.
<i>Ley de Obligaciones Negociables</i>	Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina y sus modificaciones.
<i>MAT (Mercado a Término)</i>	Mercado a Término se refiere a un mercado a término donde las cantidades, precios y condiciones contractuales se estipulan directamente entre el vendedor y el comprador (luego del dictado de la Resolución SE 95/2013, el MAT se limita a Energía Plus).
<i>MEM</i>	Mercado Energético Mayorista administrado por CAMMESA.
<i>MELI</i>	Mercado Libre de Cambio, creado en virtud del Decreto N° 27/2018.
<i>MMm³/día</i>	Millones de metros cúbicos por día.
<i>MULC</i>	El Mercado Único y Libre de Cambio, creado en virtud del Decreto N° 260/2002, actualmente reemplazado por el MELI.
<i>MW</i>	Megavatio - Un millón de vatios.
<i>MWh</i>	Megavatio hora - Un megavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o un millón de vatios hora.

<i>NIIF</i>	Normas Internacionales de Información Financiera
<i>Precio monómico</i>	El precio que incluye tanto la capacidad de generación como la electricidad suministrada al MEM.
<i>Programa de Energía Distribuida</i>	Un programa iniciado por el Gobierno Argentino en 2008 para desplegar instalaciones energéticas a pequeña escala interconectadas con la red de bajo voltaje.
<i>PW Power</i>	PW Power Systems Inc.
<i>Resolución SEE 21/2016</i>	Resolución SEE 21/2016 de la SEE que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras— Nuestros clientes</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.
<i>Resolución SEE 22/2016</i>	Resolución SEE 22/2016 de la SEE con sus modificaciones, implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.
<i>Resolución SEE 420/2016</i>	Resolución SEE 420/2017 de la SEE que realiza un llamamiento a los interesados en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.
<i>Resolución SEE 19/2017</i>	Resolución SEE 19/2017 de la SEE, conforme fuera modificado por la Resolución SEE 31/2020 y 440/2021, que implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.
<i>Resolución SEE 287/2017</i>	Resolución SEE 287/2017 de la SEE que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras— Nuestros clientes</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.
<i>Resolución SE 220/2007</i>	Resolución SE 220/07 de la Secretaría de Energía, con sus modificaciones y adiciones que autorizó a CAMMESA a celebrar CCEE con los generadores. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras— Nuestros clientes</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.

<i>Resolución SE 95/2013</i>	Resolución SE 95/2013 de la Secretaría de Energía con sus modificaciones y adiciones que creó y definió el marco regulatorio para la Energía Base. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras— Nuestros clientes</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad</i> ”.
<i>RGA</i>	Rafael G. Albanesi S.A.
<i>SADI</i>	Sistema Argentino de Interconexión, la principal red de energía eléctrica interconectada de Argentina que cubre la mayor parte del país y está gestionada por el MEM.
<i>Secretaría de Energía Eléctrica (SEE)</i>	La antigua Secretaría de Energía Eléctrica del Gobierno Argentino, la cual fue sustituida por la Secretaría de Energía entre 2015 y 2019.
<i>Secretaría de Energía (SE)</i>	La Secretaría de Energía se encuentra dentro de la órbita del Ministerio de Economía y es, desde la disolución del Ministerio de Energía y Minería en 2018, la principal autoridad regulatoria en materia de energía en la Argentina.
<i>Sistema Periférico</i>	En contraste con el Sistema Radial, esta configuración de red comprende varios proveedores a través de distintas conexiones eléctricas. Este sistema tiene la principal ventaja de permitir que la red, en caso de fallas en cualquier conexión, establezca una configuración distinta para garantizar el suministro de electricidad a todos los usuarios.
<i>Sistema Radial</i>	El sistema radial es un tipo de configuración de red eléctrica que se caracteriza por tener solamente una fuente principal de suministro de donde proviene toda la energía. Antes de 2012, Argentina solía tener un suministro eléctrico radial.
<i>Transmisión</i>	El transporte y transformación de voltaje de electricidad a largas distancias a alto y mediano voltaje.
<i>Turbina de gas</i>	Una turbina de gas es un tipo de motor de combustión interna a gas. Para generar electricidad, la turbina de gas calienta una mezcla de aire y combustible a temperaturas muy altas, lo que causa que las hélices de la turbina giren. La turbina, al girar, hace funcionar un generador que convierte la energía en electricidad.
<i>Turbina de vapor</i>	Una unidad de generación que usa vapor para generar electricidad. La turbina funciona con la presión del vapor descargada a alta velocidad contra sus aspas.
<i>Unipar Indupa</i>	Es Unipar Indupa S.A.I.C. (ex Solvay Indupa S.A.I.C.)
<i>Vatio</i>	La unidad básica de energía eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo.

Voltio

La unidad básica de fuerza eléctrica, equivalente a un joule de energía por coulomb de carga.

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

El presente Prospecto contiene declaraciones que constituyen estimaciones sobre hechos futuros. Los términos “cree”, “considera”, “podría”, “podría haber”, “estima”, “intenta”, “continúa”, “anticipa”, “prevé”, “busca”, “debería”, “planea”, “espera”, “predice”, “potencial” y vocablos o frases similares, o las versiones en negativo de tales vocablos o frases u otras expresiones similares, tienen como fin identificar estimaciones sobre hechos futuros. Algunas de estas declaraciones incluyen intenciones, creencias, expectativas, estimaciones y proyecciones de las Co-Emisoras sobre hechos futuros y tendencias financieras que pueden afectar las actividades e industrias de las Co-Emisoras. Si bien las Co-Emisoras consideran que estas expectativas y presunciones son razonables, las declaraciones sobre hechos futuros están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales son ajenos al control de la Co-Emisoras. Las declaraciones sobre hechos futuros no constituyen garantías de desempeño a futuro. Los resultados reales podrían ser ampliamente distintos de las expectativas descriptas en las declaraciones sobre hechos futuros. Por lo tanto, se advierte a los inversores que no confíen excesivamente en las declaraciones sobre hechos futuros como si fueran predicciones de resultados reales.

Para efectuar estas declaraciones sobre hechos futuros las Co-Emisoras se basan en expectativas e hipótesis actuales sobre sucesos a futuro. Si bien consideran que dichas expectativas e hipótesis son razonables, están inherentemente sujetas a riesgos e incertidumbres significativos, la mayoría de ellos son difíciles de predecir y varios de ellos escapan al control de las Co-Emisoras. Los riesgos e incertidumbres que podrían afectar las declaraciones sobre hechos futuros incluyen los siguientes, a título meramente enunciativo:

- (i) condiciones macroeconómicas, políticas y sociales de Argentina;
- (ii) cambios en políticas gubernamentales como resultado del actual gobierno argentino y su efecto en la economía en general y en el sector energético en particular;
- (iii) los efectos de la pandemia del coronavirus COVID-19 (“COVID-19”) y las medidas gubernamentales para contener la propagación del virus, o desarrollos futuros similares, tanto en Argentina como a nivel mundial, y su impacto en las perspectivas de crecimiento económico, así como en nuestras operaciones;
- (iv) políticas y regulaciones gubernamentales que afecten la industria de la energía eléctrica en Argentina, incluyendo cambios en los marcos regulatorios y reducciones en los subsidios del gobierno a los consumidores;
- (v) fluctuaciones en el tipo de cambio, incluida una depreciación significativa del peso argentino;
- (vi) la alta inflación;
- (vii) controles cambiarios, restricciones a la transferencia de divisas al extranjero y restricciones a la entrada y salida de capitales en la Argentina;
- (viii) nuestra capacidad de concluir nuestros proyectos de construcción y expansión en los plazos programados y de conformidad con lo presupuestado, y de resultar adjudicatarios de nuevos proyectos de generación en el futuro;
- (ix) nuestros requerimientos de bienes de capital y la disponibilidad de financiación bajo términos razonables, por ejemplo, como resultado de las condiciones del mercado global;
- (x) la capacidad financiera y voluntad de CAMMESA y otros clientes de cumplir con sus obligaciones de pago bajo los CCEE y otras obligaciones de pago, y nuestra capacidad de percibir puntualmente las sumas a cobrar de CAMMESA y otros clientes;
- (xi) competencia en el sector eléctrico, incluso como resultado de la construcción de capacidad de generación adicional;

- (xii) nuestra capacidad de renovar o suscribir contratos de compraventa de energía eléctrica para la venta de capacidad de generación y energía eléctrica y la duración y las condiciones de dichos contratos;
- (xiii) riesgos operacionales relacionados con la generación, además de la transmisión y distribución de energía eléctrica;
- (xiv) reglamentaciones ambientales y riesgos ambientales relacionados con nuestro negocio;
- (xv) precios y disponibilidad de gas natural necesario para cumplir con nuestras obligaciones de generación;
- (xvi) capacidad de retener a miembros clave de la alta gerencia y empleados técnicos clave;
- (xvii) nuestra relación con nuestros empleados;
- (xviii) acontecimientos macroeconómicos o políticos en otros países que afecten a la Argentina;
- (xix) bajas en los mercados de capitales y cambios en general en los mercados de capitales que puedan afectar actitudes hacia Argentina o empresas argentinas o valores negociables emitidos por empresas argentinas;
- (xx) el resultado de reclamos y juicios que enfrentan las Co-Emisoras o que podrían enfrentar en el futuro tanto en instancias judiciales como administrativas;
- (xxi) otros factores o tendencias que afecten la situación patrimonial o los resultados de nuestras operaciones, incluidas aquellas cuestiones identificadas en la sección “Factores de Riesgo”.

Las declaraciones sobre hechos futuros se refieren únicamente a la fecha del presente Prospecto, y las Co-Emisoras no asumen obligación alguna de actualizar o modificar estimaciones o declaraciones sobre hechos futuros sobre la base de información nueva, acontecimientos futuros, etc. Otros factores o eventos adicionales que afecten nuestro negocio podrían surgir de vez en cuando y no podemos predecir todos estos factores o eventos, ni podemos evaluar su impacto en nuestro negocio. Los inversores no deben interpretar las declaraciones sobre tendencias o actividades pasadas como garantías de que esas tendencias o actividades continuarán en el futuro. Todas las declaraciones prospectivas escritas, orales y electrónicas atribuibles a nosotros o a las personas que actúan en nuestro nombre están expresamente calificadas en su totalidad por esta advertencia.

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie de las Obligaciones Negociables en particular constarán en el Suplemento correspondiente, en el cual se podrán completar o ampliar, en beneficio de los inversores, respecto de dicha clase y/o serie en particular, los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se incluyen en el siguiente texto y que se aplicarán a cada clase y/o serie de las Obligaciones Negociables. El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en “De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables” de este Prospecto, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en dicha sección de este Prospecto.

Co-Emisoras	Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A.
Descripción	Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros. Las Co-Emisoras serán solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las Obligaciones Negociables.
Monto Máximo	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U\$S700.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor.
Monedas	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en Pesos o en cualquier otra moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Asimismo, podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o fórmulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N° 27.271 (UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley N° 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA) y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo las mismas, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables.
Precio de Emisión	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.
Clases y series	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización	Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.
Intereses	Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. También podrán emitirse Obligaciones Negociables vinculadas a un índice y/o una fórmula (como ser el caso de Obligaciones Negociables denominadas en Unidades de Valor Adquisitivo actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV), devengando intereses a una tasa fija o variable o sujetos a la evolución de un activo financiero o sin devengar intereses o una combinación de tales condiciones, según se especifique en los Suplementos correspondientes. En caso de devengar intereses, éstos serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.
Garantías	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros, según se especifique en los Suplementos correspondientes.
Montos adicionales	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras realizarán los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, las Co-Emisoras, sujeto a ciertas excepciones, en el mismo momento en que efectúen la retención y/o deducción en cuestión, pagarán los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones. Para más información ver “ <i>De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Montos adicionales</i> ” del presente.
Destino de los fondos	En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que las Sociedades darán a los fondos netos que reciban en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, el cual será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a las Sociedades, (v) a la adquisición de participaciones sociales y/o (vi) financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados. Cada una de las Co-Emisoras recibirá solamente parte de los fondos obtenidos de la colocación de las obligaciones negociables, sin perjuicio de lo cual será responsable solidariamente con la otra Co-Emisora por el monto total efectivamente colocado.
Forma	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones	Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.
Compromisos	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras se obligan a cumplir los compromisos que se detallan en “ <i>De la oferta y la negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Compromisos de Hacer</i> ” del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.
Rescate a opción de las Sociedades y/o de los tenedores	En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de las Sociedades y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, respetando siempre el trato igualitario de los inversores, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos.
Rescate por razones impositivas	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Sociedades podrán rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, respetando siempre el trato igualitario de los inversores, en caso que las Sociedades se encuentren, o vayan a encontrarse, obligadas a abonar cualquier monto adicional bajo “ <i>De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales</i> ” del presente. Ver “ <i>De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas</i> ” del presente Prospecto.
Eventos de incumplimiento	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso de ocurrir y mantenerse vigente uno o varios de los eventos detallados en “ <i>De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Eventos de Incumplimiento</i> ” del presente, los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación que representen como mínimo el 25% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán declarar la caducidad de los plazos para los pagos bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión.
Rango	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de las Co-Emisoras, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de las Co-Emisoras oportunamente vigentes.
Agentes colocadores	Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.
Organizadores	Los organizadores de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.
Otras Emisiones de las Obligaciones Negociables	Las Co-Emisoras, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrán en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios

de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. El Suplemento respectivo podrá establecer para una determinada clase de Obligaciones Negociables, que las Co-Emisoras no podrán emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que dichas Obligaciones Negociables.

Ley aplicable

Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por las Sociedades, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre las Co-Emisoras y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la BCBA, o el que se cree en el futuro en la BCBA, en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el BYMA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 18.629 de la CNV. No obstante, lo anterior, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente.

**Duración
Programa**

del El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir de la fecha de aprobación del Programa por parte de la CNV y sus renovaciones. El Programa ha sido prorrogado por el plazo de cinco (5) años contados desde el vencimiento del plazo original.

Mercados

Se podrá solicitar el listado de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en el BYMA y/o su negociación en el Mercado Abierto Electrónico S.A. o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, incluyendo, sin limitación, la Bolsa de Valores de Luxemburgo y el Mercado Euro MTF, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Asimismo, se podrá solicitar que sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream, en los términos de (a) la Ley N° 26.831, y sus modificatorias y reglamentarias, y demás normas vigentes, y (b) el Capítulo IV, Título VI de las normas de la CNV.

Calificación

El Programa no cuenta con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, las Co-Emisoras podrán optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa y, en su caso, informará la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que las Co-Emisoras opten por calificar una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una calificación de riesgo a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes.

Colocación

Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública de conformidad con las Normas de la CNV y el mecanismo que prevea el Suplemento respectivo.

Acción Ejecutiva: Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “Obligaciones Negociables” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de las Co-Emisoras en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por las Co-Emisoras.

En caso que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, las Co-Emisoras o el correspondiente agente de registro podrán expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Aprobaciones societarias: La creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en las Asambleas Extraordinarias de Accionistas de las Co-Emisoras, ambas de fecha 8 de agosto de 2017 y mediante reunión de los Directorios de las Co-Emisoras de fecha 10 de agosto de 2017. El aumento del monto del Programa de U\$S100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue aprobado por las Asambleas Extraordinarias de Accionistas y reunión de Directorio de las Co-Emisoras, todas ellas de fecha 4 de febrero de 2019. El aumento del monto del Programa de U\$S300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S700.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue aprobado por las Asambleas Extraordinarias de Accionistas y reunión de Directorio de las Co-Emisoras, todas ellas de fecha 5 de agosto de 2020. La enmienda al Prospecto de Programa de fecha 23 de febrero de 2021 fue aprobada mediante reuniones de Directorio de las Co-Emisoras de fecha 19 de febrero de 2021 a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables denominadas en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N° 27.271 o en Unidades de Valor Adquisitivo u otras que las reemplacen o se dicten en el futuro, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o cualquier otro índice permitido en el futuro, en virtud de lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N°146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, y de conformidad con el Artículo 40 bis, Sección V, Capítulo V, Título II, de las Normas de la CNV. La prórroga de la vigencia del plazo del Programa y la delegación de facultades al directorio fueron aprobados por las asambleas de accionistas de las Co-Emisoras ambas de fecha 19 de abril de 2022, y por reuniones de directorio de las Co-Emisoras, ambas de fecha 19 de abril de 2022.

Autorización: El Programa fue aprobado por la CNV mediante Resolución de los Directorios de la CNV N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017. El aumento del monto del Programa de U\$S100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue aprobado por la CNV mediante Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de la CNV de fecha 8 de marzo de 2019. El aumento del monto del Programa de U\$S300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a

U\$S700.000.000 (o su equivalente en otras monedas) y la modificación de sus términos y condiciones fueron aprobados por la Gerencia de Emisoras de la CNV mediante Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de fecha 10 de septiembre de 2020. La modificación de los términos del prospecto de Programa a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables denominadas en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N° 27.271 o en Unidades de Valor Adquisitivo u otras que las reemplacen o se dicten en el futuro, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o cualquier otro índice permitido en el futuro, en virtud de lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N°146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, y de conformidad con el Artículo 40 bis, Sección V, Capítulo V, Título II, de las Normas de la CNV, ha sido autorizada por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV DI-2021-3-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2021. La prórroga de la vigencia del plazo del Programa y modificación de los términos y condiciones del Programa, a fin de remover toda referencia a ALBANESI S.A. como garante de las Obligaciones Negociables de dicho Programa; aprobadas por las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas de dichas Sociedades y sus Directorios con fecha 19 de abril de 2022, fue aprobada por la Gerencia de Emisoras de la CNV mediante Disposición N° DI-2022-28-APN-GE#CNV de fecha 2 de junio de 2022.

Gastos de Emisión

Los gastos de emisión para cada clase de Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el presente Programa serán aquellos detallados en los Suplementos correspondientes.

INFORMACIÓN DE LAS CO-EMISORAS

Descripción de las actividades y negocios

Somos uno de los grupos líderes de generación de energía eléctrica en Argentina en base al volumen de MW de capacidad instalada de generación de energía a la fecha del presente Prospecto. Operamos nueve centrales termoeléctricas ubicadas en diversas provincias de Argentina, ocho de las cuales son propias (incluyendo la planta generadora de Solalban Energía S.A. (“Solalban”), de la cual somos propietarios de un 42%). Actualmente, estas centrales generadoras poseen una capacidad de generación instalada total de 1.350 MW. Todas las centrales generadoras que operamos son plantas de combustible dual (usan tanto gas natural como gasoil o, en el caso de nuestra subsidiaria Generación Rosario S.A. (“GROSA”), la planta que operamos pero que no es de nuestra propiedad, gas natural o fueloil) y están en pleno funcionamiento.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, nuestro resultado operativo consolidado y el EBITDA Ajustado ascendió USD 139,0 millones y USD 141,9 millones, respectivamente

Generamos nuestro EBITDA Ajustado principalmente a partir de:

- (i) la venta de capacidad de generación y de energía eléctrica a CAMMESA en virtud del marco de la Resolución SE 220/2007, de conformidad con CCEE de largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos al tipo de cambio oficial, bajo el esquema “*take or pay*”;
- (ii) la venta de capacidad de generación y de energía eléctrica a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, de conformidad con CCEE de largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos al tipo de cambio oficial, bajo el esquema “*take or pay*”; y
- (iii) la venta de electricidad (en lugar de la generación de capacidad) a grandes tomadores privados de conformidad con CCEE con plazos de uno o dos años denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos al tipo de cambio oficial en virtud del marco regulatorio de Energía Plus; y
- (iv) la venta de capacidad de generación y de energía eléctrica a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de Energía Base, principalmente, para capacidad instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006, de conformidad con convenios en virtud la Resolución SEE 31/2020, según fuera modificada por la Resolución SE N° 31/3030 y 440/2021 (sin celebrar CCEE) a las tarifas denominadas en Pesos establecidas por la Secretaría de Energía.

Nuestros CCEE son pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial establecido por el BCRA. Véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera - Fluctuaciones del tipo de cambio*”. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, generamos 59%, 36%, 3 % y 2% de nuestro EBITDA Ajustado en virtud de los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Energía Plus y Energía Base, respectivamente.

Los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016, SEE 287/2017 (conforme se describe debajo) y Energía Plus corresponden a la capacidad de generación instalada a partir de septiembre de 2006 y generan retornos más altos en comparación con el marco regulatorio de Energía Base, en virtud del cual fuimos remunerados por capacidad de generación antigua y capacidad que ya no se encuentra comprometida bajo un CCEE una vez que éste venza. Para obtener una descripción de los marcos regulatorios y de nuestros CCEE, ver “*Información de las Co-Emisoras - Nuestros clientes*” y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del sector en que se desarrolla su actividad - Generadores*”. Estos marcos regulatorios pueden sufrir cambios en el futuro. Ver la sección “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el sector energético argentino— Los cambios en los marcos regulatorios que regulan la venta de la electricidad puede afectar la situación patrimonial y el resultado de operaciones de las Compañías.*”

Durante el año 2017, fuimos adjudicados con nuevos CCEE con CAMMESA para la instalación de capacidad de generación adicional en el marco de la Resolución SEE 287/2017, los cuales tienen similares características a los correspondientes bajo las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016. En virtud de estos CCEE, fuimos adjudicados con hasta 138 MW de capacidad adicional en Central Térmica Ezeiza y hasta 113 MW de capacidad adicional en Central Térmica Modesto Maranzana. Actualmente estamos ampliando la capacidad en nuestra Central Térmica Ezeiza y esperamos que el incremento de la capacidad se torne operativo durante el cuarto trimestre de 2023. Asimismo, como resultado de la fusión de Albanesi y su subsidiaria GECE, que fueron absorbidas por GEMSA (Ver “*Información de las Co-Emisoras— Reseña Histórica*”), se transfirió a GEMSA un CCEE adicional por una capacidad de 100 MW adjudicado a GECE en 2017 en virtud de la Resolución SEE 287/2017, en virtud del cual tenemos la intención de construir una nueva central de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe.

Desde el 2016 hasta el 2018, ampliamos la capacidad de cinco de nuestras centrales sumando un total de 460 MW de la siguiente manera: (i) 100 MW Central Térmica Modesto Maranzana, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (ii) 50 MW Central Térmica Riojana, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (iii) 100 MW Central Térmica Independencia, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, (iv) 150 MW Central Térmica Ezeiza, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, y (v) 60 MW y conversión Central Térmica Roca en un ciclo combinado, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007. Tenemos la intención de sumar hasta 351 MW de capacidad adicional en los tres años siguientes a través de la ampliación de la capacidad instalada en Central Térmica Ezeiza y Central Térmica Modesto Maranzana y la construcción de una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia Santa Fe.

Al 31 de diciembre de 2021, nuestros CCEE con CAMMESA en virtud de las resoluciones de SE 220/2007 y SEE 21/2016 para nuestras plantas generadoras en funcionamiento, tenían en promedio un plazo de aproximadamente 4,6 años (o 4 años y 7 meses), medidos según el promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato. Este plazo medio restante no incluye los CCEE adjudicados en el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 para las ampliaciones por cierre de ciclo en la Central Térmica Modesto Maranzana y en la Central Térmica Ezeiza y la construcción de una nueva central de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. Si tenemos en cuenta el CCEE adjudicado para 138 MW de capacidad adicional en Central Térmica Ezeiza, que se encuentra actualmente en fase de construcción y se espera que entre en funcionamiento durante el cuarto trimestre de 2023, el plazo medio ponderado restante de nuestros CCEE será de 6,0 años (o 6 años). Esto implica que el plazo promedio de nuestros CCEE en operación aumentará una vez que dicha capacidad de generación esté operativa.

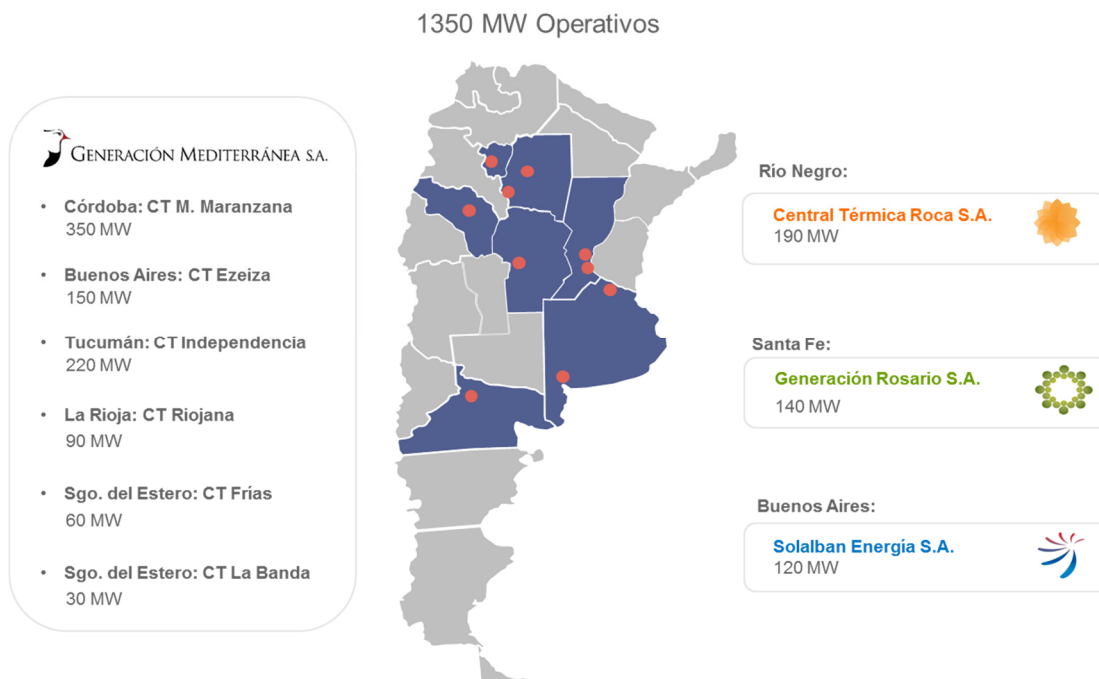
El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las plantas generadoras que operamos:

Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad media para el año finalizado	Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
			el 31 de diciembre 2021 ⁽³⁾	
GEMSA	Central Térmica M. Maranzana	350	95%	Resolución SE 220/2007 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA	Central Térmica Independencia	220	99%	Resolución SE 220/2007 / Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Ezeiza	150	100%	Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Riojana	90	98%	Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA	Central Térmica La Banda	30	98%	Energía Base

Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad media para el año finalizado	Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
			el 31 de diciembre 2021 ⁽³⁾	
GEMSA	Central Térmica Frías	60	99%	Resolución SE 220/2007
CTR	Central Térmica Roca	190	97%	Resolución SE 220/2007
GROSA ⁽¹⁾	Central Térmica Generación Rosario	140	88%	Energía Base
Solalban ⁽²⁾	Solalban Energía	120	74%	Energía Plus / Autoconsumo ⁽⁴⁾
Total		1.350 MW		

- (1) GROSA opera esta planta generadora en virtud de un contrato de locación de diez años de plazo (renovable por un plazo adicional de siete años) que GROSA celebró en abril de 2011 con Central Térmica Sorrento S.A., Central Térmica Sorrento S.A. inició judicialmente su concurso preventivo en diciembre de 2015. Para conocer mayor información sobre este contrato de locación, ver la sección “*Información de las Co-Emisoras—Nuestras centrales eléctricas—Central Térmica Generación Rosario*”.
- (2) Somos propietarios de un 42% de Solalban. El 58% restante es de propiedad de Unipar Indupa S.A.
- (3) El factor de disponibilidad (primordialmente de relevancia a los fines de la venta de nuestra capacidad disponible en virtud de las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).
- (4) Una parte de la electricidad generada por esta planta es vendida directamente a Unipar Indupa S.A.I.C., nuestra empresa asociada, fuera de cualquier marco regulatorio específico. Ver “*Información de las Co-Emisoras—Nuestras centrales eléctricas—Solalban Energía*”.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las plantas generadoras en operación comercial:



Expansión de capacidad

El Grupo Albanesi busca constantemente desarrollar nuevos proyectos con el objeto de satisfacer las necesidades del sistema y generar nuevas oportunidades de negocios con un equipo con experiencia en el análisis, desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento de los proyectos termoeléctricos.

Desde 2016 a 2018, las emisoras han finalizado las ampliaciones adjudicadas en función de los CCEE por un total de 460 MW. Asimismo, en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE 287/2017, GEMSA fue adjudicada con nuevos CCEE con CAMMESA por un total de 351 MW que implicarán la instalación de 276 MW de nueva capacidad nominal dos proyectos de cierre de ciclo de turbinas que actualmente operan a ciclo abierto en: Central Térmica M. Maranzana (121 MW) y Central Térmica Ezeiza (154 MW) y la construcción de una nueva planta de cogeneración de energía en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. Dicha licitación pública tiene como objetivo la mejora en la eficiencia del sistema de generación eléctrica, por lo que se focalizó en cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración.

Ampliación de Central Térmica Ezeiza

En octubre de 2017, se nos adjudicó un CCEE con CAMMESA por hasta 138 MW de capacidad adicional en nuestra Central Térmica Ezeiza en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, que se suscribió en diciembre de 2017 y se modificó en mayo de 2021 para el establecimiento de una nueva fecha de habilitación comercial. Central Térmica Ezeiza involucró la compra de un predio de ocho hectáreas en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, y la construcción de una central termoeléctrica de combustible dual, que fue finalizada en 2017, con una capacidad instalada de 150 MW. Para más información, ver a continuación *“Información de las Co-Emisoras—Nuestras centrales eléctricas—Central Térmica Ezeiza”*.

Actualmente estamos ampliando la capacidad de generación de la central en 154 MW adicionales mediante la instalación de una turbina adicional Siemens SGT-800 de combustible dual de 54 MW, cuatro calderas de recuperación VOGT Power International, dos turbinas de vapor de 50 MW Siemens SST-600, tres transformadores de potencia de 75MVA 11kV-132kV TTE, una torre de refrigeración híbrida de 9 módulos ESINDUS y equipos accesorios, y mediante la transformación de la central en una unidad de ciclo combinado. Al 31 de diciembre de 2021, ya habíamos invertido aproximadamente USD 101 millones en la adquisición de ciertos equipos y la finalización de ciertas obras de ingeniería. Estos gastos fueron financiados con deuda comercial y financiera y flujo de efectivo operativo.

El comienzo de las operaciones comerciales estaba previsto inicialmente para junio de 2020. A causa de las condiciones macroeconómicas adversas en Argentina durante 2019, tuvimos dificultad para obtener financiamiento para completar la construcción y en agosto de 2019 obtuvimos la autorización para retrasar la fecha de habilitación comercial hasta diciembre de 2022. Dado que las condiciones macroeconómicas en Argentina empeoraron como resultado de la pandemia por COVID-19, el gobierno argentino prorrogó nuevamente la fecha de habilitación comercial de obras de construcción comprometidas en virtud de los CCEE con CAMMESA. El 7 de mayo de 2021, se modificó el CCEE para establecer una nueva fecha de habilitación comercial para el 26 de septiembre de 2023. En el marco de la Resolución Nro. 39/2022, con fecha 2 de marzo de 2022 GMSA ha manifestado una Nueva Fecha Comprometida Extendida (conforme se define más adelante), para el 7 de noviembre de 2023 y el vencimiento está establecido para el 2 de octubre de 2036.

En julio de 2021, obtuvimos la financiación para la construcción de la obra mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un valor total de USD130 millones, con recurso limitado a un paquete de garantía. Se prevé que estas obligaciones negociables serán canceladas con flujos de efectivo generados por los CCEE por la capacidad instalada adicional, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Asimismo, los pagos de intereses pueden ser capitalizados hasta el inicio de las operaciones comerciales. Las obligaciones negociables tienen una vigencia promedio ponderado hasta el vencimiento de 5,6 años.

A la fecha de este Prospecto, las obras avanzan según el cronograma y esperamos que el inicio de la operación comercial de la capacidad adicional tenga lugar durante el cuarto trimestre de 2023. Si bien tenemos

una trayectoria comprobada en la administración de obras de centrales eléctricas, con el objeto de mitigar riesgos relacionados con la construcción, celebramos un contrato de obra con SACDE, un desarrollador líder en Argentina de obras de infraestructura pública y privada, con experiencia en ingeniería, construcción y servicios, y en la industria energética, petróleo y gas, agua y saneamiento, transporte y otros sectores.

Ya hemos recibido todas las calderas de recuperación y los generadores para las turbinas de vapor Siemens SST-600. Asimismo, se ha completado la fabricación de la turbina Siemens SGT-800 de combustible dual y las turbinas de vapor Siemens SST-600, y se espera su entrega para el segundo trimestre de 2022. Esperamos que la obra aporte beneficios al sistema argentino de generación de energía eléctrica, mediante la reducción del consumo de gas, la reducción de los costos promedio de generación por MW despachados y la mejora de la eficiencia y la vida promedio de los activos de generación.

Ampliación de la Central Térmica Modesto Maranzana

Durante el año 2017 comenzó la operación comercial de 100 MW de nueva capacidad nominal bajo la Resolución SE 220/2007, culminando el plan de expansión que había arrancado el Grupo en esta central en el año 2016. La central opera actualmente con una capacidad nominal instalada de 350 MW.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por 113 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica M. Maranzana. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 121 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las dos turbinas instaladas durante 2017 y el cierre de ciclo de las tres turbinas mencionadas.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida de inicio diciembre 2020. Atendiendo la coyuntura macroeconómica adversa de Argentina durante el 2019 y la dificultad de poder avanzar con financiamientos que permitan obtener los recursos para completar los proyectos, 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. GEMSA ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 6 de diciembre de 2022. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017. La suspensión 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. El 7 de mayo de 2021, se modificó el CCEE para establecer una nueva fecha de habilitación comercial para el 26 de septiembre de 2023. En el marco de la Resolución Nro. 39/2022, con fecha 21 de febrero de 2022 la Emisora ha manifestado una Nueva Fecha Comprometida Extendida (conforme se define más adelante), para el 15 de junio de 2024. (véase “*Información de la Emisora – Normas con influencia en generadores eléctricos*” del presente).

El CCEE permanece vigente sin perjuicio de la fecha de comienzo efectivo de las operaciones comerciales. Tenemos la intención de obtener financiación adicional para reanudar la construcción, incluso mediante la emisión de obligaciones negociables en los mercados locales recurriendo a un paquete de garantías limitado.

Al día de la fecha se firmaron acuerdos con Siemens Industrial Turbomachinery AB para la compra de la turbina SGT-800 de 54 MW y un acuerdo global para el cierre de ciclo que involucra la adquisición de una turbina de vapor Siemens SST-600 de 67 MW y tres calderas marca VOGT Power International Inc. (una por cada turbina de gas). De tales equipos, se encuentran en el país casi la totalidad de las calderas y partes de la turbina de gas y de la de vapor. Adicionalmente, se han adquirido dos transformadores de potencia marca Tubos Trans Electric, uno de 75 MVA que ya fue entregado y otro de 85 MVA el cual está en construcción.

Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco

En octubre de 2017, se adjudicó a GECE un CCEE con CAMMESA por hasta 100 MW de capacidad adicional en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 para la construcción de una central de cogeneración en nuestro Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, que se suscribió el 28 de noviembre de 2017.

El ciclo de cogeneración incluye (i) el uso del gas originalmente consumido por el tomador de vapor para generar energía, y (ii) la producción de vapor como un subproducto a través de la inyección de los gases de escape a una caldera. El ciclo de cogeneración es la configuración termoeléctrica más eficiente, en términos de reducción de costos y emisiones de carbono.

Tenemos planificada la construcción de una nueva central de cogeneración de 133 MW mediante la instalación de dos Siemens SGT-800 de 54 MW, una turbina de vapor Siemens de 25 MW y dos calderas de 60 Tn/h VOGT. En 2018, celebramos un acuerdo con Louis Dreyfus Co. ("LDC") para la compra de vapor por un plazo de 15 años desde la fecha de vigencia del contrato. La obra estará ubicada próxima al complejo industrial de LDC en un predio de propiedad de LDC. Esperamos iniciar las obras de construcción una vez que obtengamos todo el financiamiento necesario.

LDC es una compañía agrícola líder con más de 165 años de experiencia y presencia en más de 100 países. Desde 1897, LDC opera en Argentina y es el tercer exportador más grande del país. El complejo industrial en Arroyo Seco (donde se emplazará el proyecto) posee dos líneas de prensado de soja para la producción de aceite, con una capacidad de molienda anual de 3,5 millones de toneladas. Además, tiene dos líneas de producción para procesar aceite de soja para biodiésel con una capacidad de producción anual de 600.000 toneladas. Esto la convierte en la mayor planta de procesamiento de biodiésel a base de soja del mundo, y sitúa a LDC como principal productor y exportador nacional de biodiésel.

Sector eléctrico argentino

Desde la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico argentino se ha caracterizado por regulaciones y políticas de gobierno que han generado importantes disrupciones del mercado, en particular, con respecto a los precios y tarifas a lo largo de toda la cadena de valor del sector, incluyendo la generación, el transporte y la distribución. Estas disrupciones han generado una brecha significativa entre la oferta y la demanda de electricidad en Argentina, especialmente desde el 2012, que ha generado apagones voluntarios y forzados en tiempos de picos de consumo estacional.

La gestión anterior, en el poder entre diciembre de 2015 y diciembre de 2019, comenzó a implementar medidas destinadas a acortar la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad, y entre su precio y los costos asociados. El gobierno apuntó a reformar el sistema tarifario y el marco regulatorio del sector eléctrico y declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017, para permitir que el gobierno federal garantice el suministro de electricidad.

La gestión anterior incrementó sustancialmente las tarifas de electricidad y llamó a varias licitaciones públicas para la instalación de nueva capacidad de generación y otorgó incentivos mediante el ofrecimiento a los generadores de tarifas denominadas en Dólares Estadounidenses vinculadas a los costos de generación por la capacidad de generación nueva disponible para satisfacer la demanda de electricidad. Asimismo, la gestión anterior incentivó la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. Como resultado de estas medidas, entre 2016 y 2019 se adjudicaron 3.138 MW en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, 1.810 MW en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 y 4.446,5 MW en virtud de los programas de energía renovable RenovAr.

Entre 2015 y 2019 se produjo una reducción significativa de los subsidios nacionales a la demanda de energía, disminuyendo la cobertura del costo por parte del gobierno de aproximadamente 85% en 2015 a aproximadamente 37% en 2019 como consecuencia de los incrementos de las tarifas de electricidad, una mejora en la eficiencia de generación, un aumento del volumen de gas natural disponible para el sector de generación de energía y una reducción significativa de los precios del gas natural producto de la mayor oferta. Los nuevos esquemas tarifarios generaron aproximadamente un aumento del 70% de las tarifas de electricidad.

A partir del abril de 2019, a causa de condiciones macroeconómicas adversas en Argentina, el gobierno argentino puso un freno a nuevos aumentos de los precios y tarifas en el sector eléctrico. Dadas las dificultades de obtener financiación para completar las inversiones en construcción y ampliación, el gobierno autorizó a los generadores el aplazamiento de la fecha de habilitación comercial prevista de sus proyectos.

En diciembre de 2019, asumió una nueva gestión y comenzó el proceso de revisión de precios y tarifas, en virtud de la Ley N° 27.541. El gobierno designó asimismo a CAMMESA como el único comprador y proveedor autorizado de combustible en el mercado eléctrico a fin de reducir los costos asociados con la adquisición de gas natural, de conformidad con la Resolución SEE 12/2019, e introdujo ciertos cambios en el esquema remunerativo en el marco regulatorio del programa Energía Base, de acuerdo con la Resolución SEE 31/2020. Para más información acerca de los cambios en el esquema remunerativo del programa Energía Base, ver “*Información de las Co-Emisoras—Nuestros Clientes*”.

Sin embargo, como resultado de la pandemia por COVID-19 y su efecto adverso sobre las condiciones macroeconómicas en Argentina, el gobierno decidió aplazar los ajustes tarifarios. Los subsidios nacionales a la demanda de energía se incrementaron en 2020, pasando de cubrir aproximadamente el 37% del costo en 2019 a aproximadamente el 48% el 2020. El actual gobierno instruyó asimismo a CAMMESA para que suspenda las ejecuciones por el incumplimiento por parte de los generadores de los plazos de sus proyectos de construcción y ampliación. Estas suspensiones estuvieron vigentes hasta el 31 de diciembre de 2020.

Durante el 2021, el gobierno suspendió nuevamente la ejecución por incumplimiento de los plazos de proyectos de construcción y ampliación para los generadores adversamente afectados por las restricciones cambiarias implementadas por el Banco Central. El gobierno autorizó asimismo un incremento del 9% en los precios de la electricidad para los usuarios residenciales, de acuerdo con las Resoluciones SE 106/2021 y 107/2021.

Fortalezas competitivas

Experiencia comprobada en el desarrollo y la operación de proyectos de generación de energía. Contamos con una amplia trayectoria en la industria eléctrica en Argentina y su Regulación, en la cual hemos operado por más de quince años. Con 1.350 MW de capacidad de generación instalada (incluyendo a Solalban), operamos nueve plantas generadoras termoeléctricas ubicadas en diversas provincias del país. Al 31 de diciembre de 2021, hemos invertido más de USD 1.100 millones en las plantas generadoras que operamos para su expansión y modernización. Nuestra gerencia experimentada y nuestros equipos técnicos nos han permitido transitar exitosamente diferentes condiciones macroeconómicas y políticas. Nuestra capacidad de generación se incrementó a una tasa de crecimiento anual compuesto (“**TCAC**”) del 34% entre 2007 y 2018. Creemos que nuestra experiencia y presencia en el mercado nos ubica en una posición en la que podemos aprovechar las nuevas oportunidades que se esperan en el sector energético argentino.

Flujos de efectivo predecibles y estables procedentes de CCEE de largo plazo, la mayoría pactados en Dólares Estadounidenses. A la fecha del presente Prospecto, el 54% de nuestra capacidad de generación se encuentra comprometida en virtud de CCEE de largo plazo, pagaderos en Pesos al tipo de cambio oficial. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021, el 95%, el 97% y el 98% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, procedían de nuestros CCEE denominados en Dólares Estadounidenses en virtud de los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016 y Energía Plus. Los CCEE celebrados con CAMMESA contemplan la modalidad “*take or pay*” e incluyen el traspaso de ciertos costos operativos y variables, incluidos los costos del combustible. Estas medidas nos otorgan una base de ingresos predecible y estable y limitan nuestra exposición a fluctuaciones de precios adversas de corto plazo. Nuestros CCEE de adjudicados por la Secretaría de Energía Eléctrica en 2017, y en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 también se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses y tienen términos similares a los CCEE descritos antes. En la medida en que las condiciones de mercado y las regulaciones en la plaza argentina lo permitan, tenemos la intención de incrementar nuestras ventas de capacidad de generación y/o electricidad con contratos a largo plazo, incluso con operadores privados.

Desempeño confiable basado en tecnologías probadas y una relación sólida y de largo plazo con los proveedores. Nuestras turbinas de combustible dual nos permiten generar electricidad utilizando gas natural o bien gasoil (o, en el caso de GROSA, la planta generadora que operamos, pero no es de nuestra propiedad, fuel oil). Asimismo, en las plantas generadoras que operamos hemos instalado turbinas con una capacidad de generación inferior a los 60 MW, lo que nos otorga flexibilidad a la hora de realizar interrupciones de mantenimiento programadas y no programadas sin comprometer la disponibilidad de una mayor porción de nuestra capacidad de generación. Además, una parte de nuestra capacidad está integrada por turbinas modulares, lo cual nos brinda una flexibilidad operativa que permite que la turbina continúe operando a niveles normales incluso en el caso de que sea necesario reparar o reemplazar uno de los módulos. Estas características, sumadas a nuestras relaciones contractuales de larga data con nuestros proveedores de turbinas, nos otorgan una considerable flexibilidad operativa. Seleccionamos cuidadosamente a los proveedores de turbinas y equipos mediante un detallado proceso de evaluación, que se centra en su trayectoria comercial y nuestras relaciones anteriores. Consideramos a nuestros proveedores como socios en nuestro negocio y procuramos desarrollar y mantener con ellos relaciones sostenidas en el tiempo. Por ejemplo, hemos estructurado mecanismos de financiación con PW Power Systems Inc. (“PW Power”) y Siemens Industrial Turbomachinery AB (“Siemens”) para GEMSA, lo que facilitó el desarrollo de nuestros proyectos. Asimismo, con respecto a nuestras plantas generadoras en funcionamiento, hemos celebrado contratos de largo plazo con General Electric International, Inc., PW Power y con Siemens, según la tecnología instalada, para la provisión de asistencia técnica y la disponibilidad permanente de los componentes y repuestos para el adecuado funcionamiento y mantenimiento de las turbinas, lo que permitiría contar con niveles mínimos de indisponibilidad de generación eléctrica y nos permitiría predecir más fácilmente los costos de mantenimiento y las inversiones en activos fijos. En nuestras plantas, también conservamos stocks de repuestos, lo cual contribuye a mitigar los riesgos operativos al permitir reducir los tiempos de mantenimiento y reparación, facilitando una operación más estable de las plantas. Como consecuencia, el promedio ponderado del factor de disponibilidad en MW fue del 98% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, 97% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, y 96% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Diversificación geográfica y ubicación estratégica que brindan ventajas para la incorporación de capacidad de generación adicional. Nuestras centrales se encuentran emplazadas estratégicamente en ubicaciones con acceso a fuentes de suministro de combustible y a la red eléctrica, lo cual reduce el tiempo necesario para la finalización de los proyectos y el presupuesto de inversión. La ubicación estratégica de nuestras plantas generadoras también mitiga nuestro riesgo operativo a la hora de despachar nuestra electricidad en el SADI debido al acceso a la red en diferentes puntos de conexión. Asimismo, la cantidad de plantas generadoras que tenemos y su ubicación estratégica diversificada facilitan la expansión de nuestra capacidad instalada: nos da la posibilidad de incorporar capacidad adicional o transformar la capacidad existente en ciclo combinado, ya sea en una o varias plantas generadoras en forma simultánea. Otro factor para mencionar es el hecho de que las plantas no se encuentran rodeadas de áreas urbanas densamente pobladas.

Somos parte del Grupo Albanesi y contamos con un equipo gerencial de amplia trayectoria. El Grupo Albanesi ha participado en la actividad energética en Argentina por más de 25 años, cuando comenzó con la comercialización de gas natural en 1994. Posteriormente, nos beneficiamos de la integración vertical con el negocio de comercialización y transporte de gas natural desarrollado por nuestra empresa asociada Rafael G. Albanesi S.A. (“RGA”), una empresa líder con una amplia trayectoria en ese sector. Creemos que las principales sinergias que se derivan de esta integración son (i) la mitigación del riesgo vinculado a los proveedores de gas natural, dado que RGA puede ser el proveedor del gas natural utilizado por nuestras plantas generadoras cuando la normativa permita a los generadores adquirir su propio gas natural, o en el caso de las centrales eléctricas con contratos privados en el marco del programa Energía Plus, y (ii) la venta de electricidad y la generación de nuevos negocios a través de clientes comunes con los cuales RGA tiene relaciones de larga data.

Además, la empresa cuenta con un equipo gerencial experimentado, con una trayectoria de más de 15 años en el sector eléctrico argentino. Creemos que este nivel de experiencia contribuye a nuestra capacidad de administrar de manera eficaz los negocios existentes e identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de calidad. Nuestra gerencia cuenta con experiencia significativa trabajando en la industria energética, en el sector financiero y con los reguladores del gobierno, atravesando exitosamente diferentes ciclos macroeconómicos y políticos. Consideramos que nuestra experiencia específica en el mercado que tiene nuestra gerencia nos brinda

el conocimiento necesario de los entornos regulatorios, políticos, financieros y comerciales a nivel local que, a su vez, nos ofrece la capacidad de administrar el riesgo e identificar nuevas oportunidades.

Estrategia

Mantener la correcta operación de nuestras plantas generadoras mediante flujos de efectivo estables. Estamos comprometidos con el mantenimiento de la correcta operación de nuestras plantas generadoras a fin de producir flujos de efectivo predecibles y estables. A tal fin, celebramos contratos de mantenimiento de largo plazo con nuestros proveedores para alcanzar altos niveles de disponibilidad, que a su vez garantiza el pago de la capacidad comprometida por nuestros clientes. Asimismo, tenemos un seguro de lucro cesante para ciertas situaciones extraordinarias en las que las plantas no están disponibles por períodos de tiempo prolongados, garantizando la disponibilidad de fondos para el pago de nuestras obligaciones.

Consolidar e incrementar nuestra participación de mercado en el sector eléctrico argentino y mejorar la eficiencia de nuestras plantas a través de la ampliación de nuestra capacidad instalada y el desarrollo de nuevos proyectos. Consideramos que Argentina necesitará ampliar su capacidad de generación de electricidad en los próximos años para dar respuesta a la posible escasez en el abastecimiento de energía y sostener el crecimiento macroeconómico, y consideramos que estamos posicionados para ser parte de dicho proceso. Nos enfocaremos en proyectos que consideramos ofrecen potencial de crecimiento, soluciones para el sistema eléctrico argentino en términos de capacidad y eficiencia, y un marco regulatorio adecuado. Parte de nuestro potencial de crecimiento surge de la posibilidad de convertir los ciclos abiertos de las plantas existentes en ciclos combinados, tal como lo hemos realizado en Central Térmica Roca, y como está planificado hacer con las expansiones relacionadas con los CCEE de Ezeiza y Modesto Maranzana adjudicados en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017.

Continuar mejorando nuestro perfil de deuda para optimizar nuestra estructura de capital. Hemos financiado nuestros proyectos mediante préstamos (incluyendo líneas de crédito para la financiación de proyectos) y emisiones de bonos otorgadas por prestamistas locales e internacionales y también mediante el mercado de capitales local e internacional. Asimismo, utilizamos el financiamiento ofrecido por nuestros proveedores, lo que generalmente nos permite financiar los activos en términos más favorables que los que por otros medios obtendríamos a través de los bancos o el mercado de capitales. Al 31 de diciembre de 2021, el financiamiento con nuestros proveedores alcanzaba aproximadamente los USD 62 millones. En 2007, año en el cual desarrollamos nuestro primer proyecto (la expansión de la Central Térmica M. Maranzana) a través del primer préstamo estructurado que tomamos, la relación de nuestra deuda - EBITDA Ajustado era 27 veces. En ese entonces, casi todas nuestras deudas estaban pactadas en Dólares Estadounidenses y teníamos un acceso reducido al resto de las opciones de crédito. En diciembre de 2015, antes de comenzar la construcción de ampliación de capacidad bajo los CCEE otorgados bajo las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, nuestra relación deuda - EBITDA Ajustado de GEMSA (de conformidad con las NIIF) era de 1,3 veces y toda nuestra deuda pendiente de pago estaba pactada en Pesos. Nuestra relación deuda - EBITDA Ajustado de GEMSA aumentó durante el 2016, cuando comenzamos a desarrollar nuestra nueva expansión de capacidad y contrajimos nuevas deudas para financiar dicha expansión, la cual bajo significativamente durante 2019 que fue el primer año de operación completa de los 460 MW instalados en el bienio 2017-2018. Al día de la fecha, hemos aumentado y diversificado de manera considerable nuestras fuentes de financiamiento, tales como entidades financieras locales, bancos internacionales, el mercado de capitales local e internacional, mercado de capitales internacional y financiamiento otorgado por proveedores. El desarrollo de los proyectos de expansión adjudicados en el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 comenzó en el primer trimestre de 2018 y continuó a un ritmo más lento en 2019 y 2020, ante una situación macroeconómica adversa. En julio de 2021, aseguramos la financiación para la construcción del proyecto Central Térmica Ezeiza mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un monto total de 130 millones de Dólares Estadounidenses. Tenemos la intención de financiar el proyecto de ampliación de la Central Térmica Modesto Maranzana con una estructura de financiación similar.

Brindar un servicio de alta calidad y operar nuestras plantas de manera eficiente, segura y sustentable. Nos esforzamos por brindar un servicio de alta calidad y operar nuestras instalaciones de manera segura, eficiente y sustentable. En cuanto a seguridad, implementamos y respetamos los estándares de seguridad correspondientes a nuestra industria en la Argentina a fin de garantizar la seguridad de nuestros empleados y

proveedores, así como de las comunidades donde se asientan nuestras operaciones. En cuanto a eficiencia operativa, nos centramos en garantizar la disponibilidad, la confiabilidad y la integridad de los equipos en el largo plazo mediante acciones de mantenimiento y monitoreo preventivo y predictivo. En el área de la sustentabilidad, procuramos ser una empresa con buen comportamiento social y desarrollar nuestras actividades cumpliendo con la normativa legal y ambiental aplicable. Además, nos guiamos por estrictos principios de gestión empresarial y nos esforzamos por garantizar la ecuanimidad, la transparencia, la rendición de cuentas y la responsabilidad de nuestros accionistas y otros interesados en el desarrollo de nuestras actividades.

Reseña Histórica

Las Co-Emisoras forman parte del Grupo Albanesi, que en 1994 inició sus operaciones en el sector de distribución de gas. A la luz de su experiencia y reputación en el sector gasífero argentino, el Grupo Albanesi vislumbró su incursión en el rubro de generación de energía eléctrica como un paso posterior natural. Así, en 2000, obtuvimos una licencia para generar y comercializar energía eléctrica en el mercado argentino. Nuestra primera inversión en el sector de generación de energía eléctrica fue la adquisición en 2004 de una participación en Luis Piedra Buena S.A., una central eléctrica alimentada a gas natural situada en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, que vendimos en 2007, utilizamos el producido de la venta para financiar nuestro plan de inversiones en el rubro de generación de energía eléctrica.

En 2005, adquirimos GEMSA, propietaria de la Central Térmica Modesto Maranzana, situada en Río Cuarto, provincia de Córdoba. Al momento de su adquisición, esta central contaba con una capacidad de generación instalada de 70 MW, la cual fue ampliada en tres etapas sucesivas en los años 2008, 2010 y 2017 hasta alcanzar los 350 MW actuales.

En 2008, constituimos Solalban con Unipar Indupa S.A.I.C. ex Solvay Indupa S.A.I.C. (“Unipar Indupa”), empresa petroquímica domiciliada en Argentina, con el objeto de planificar, construir y operar una central eléctrica de combustible dual en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Esta central inició sus operaciones en 2009 y cuenta con una capacidad de generación instalada de 120 MW. Unipar Indupa y nuestra empresa son titulares del 58% y del 42%, respectivamente, de Solalban.

En 2009, adquirimos una central eléctrica en San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán, a través de Generación Independencia S.A., la cual fue absorbida por GEMSA en 2016. La planta se encontraba fuera de servicio al momento de su adquisición, pero, tras una modernización sustancial, que incluyó la instalación de dos nuevas turbinas, reinició sus operaciones en 2011. Durante el año 2016 comenzamos los trabajos para realizar una expansión adicional de 100 MW realizada en dos etapas de 50 MW cada una las cuales fueron terminadas y se encuentran operativas.

En 2010, adquirimos una central eléctrica en Frías, provincia de Santiago del Estero, se encontraba fuera de servicio al momento de su adquisición, a través de Generación Frías S.A. (“GFSA”), la cual fue absorbida por GEMSA en 2017. Tras una modernización sustancial, que incluyó la instalación de una nueva turbina, reinició sus operaciones en 2015 funcionando actualmente con una capacidad de generación instalada de 60 MW.

Como parte de nuestra expansión en el sector de generación de energía eléctrica en Argentina, en 2011, nuestra subsidiaria GROSa suscribió un contrato de locación de largo plazo con Central Térmica Sorrento S.A. (“Sorrento S.A.”) para el gerenciamiento de la Central Térmica Sorrento, situada en Rosario, provincia de Santa Fe. Al momento de celebrarse el contrato, la central se encontraba fuera de servicio. Procedimos a repararla, y, en la actualidad, funciona con una capacidad de generación instalada de 140 MW.

En 2011, adquirimos a través de CTR una central eléctrica situada en General Roca, provincia de Río Negro, que se encontraba fuera de servicio desde 1997. Tras concluir las reparaciones y mejoras tecnológicas necesarias, la central inició sus operaciones en junio de 2012. En 2013 concluimos la segunda etapa del plan, que permitió que la central eléctrica funcionase tanto a base de gas como de gasoil con una capacidad de generación instalada de 130 MW. A fines de 2015 comenzamos los trabajos para cerrar el ciclo de la central, proceso que agregó en agosto de 2018 60 MW de capacidad nominal llevando la capacidad total a 190 MW.

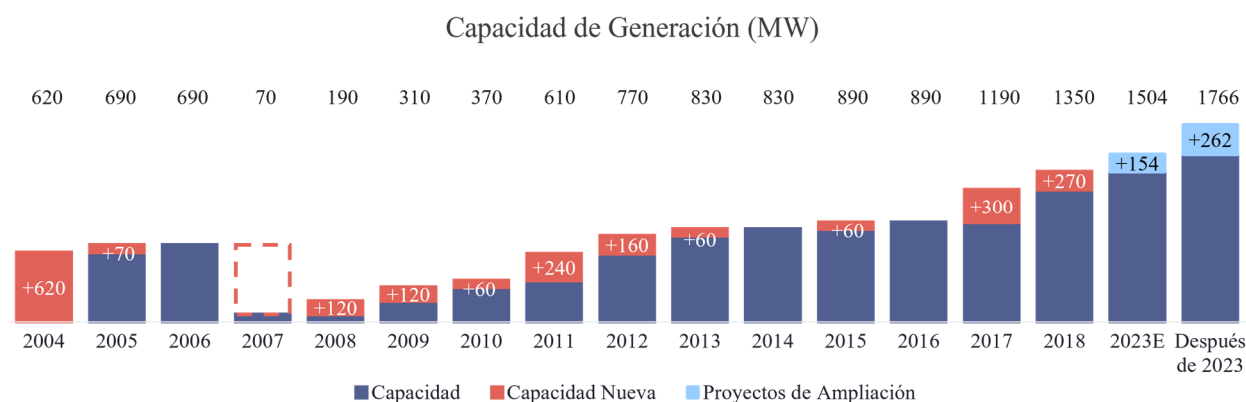
En 2012 comenzamos a operar una central eléctrica situada en La Banda, Santiago del Estero, que actualmente funciona con dos turbinas y 30 MW de capacidad de generación instalada.

Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para el montaje de nuestra planta de energía Central Térmica Ezeiza, el primer proyecto “*greenfield*” del Grupo Albanesi, que involucró la adquisición de un predio de 8 hectáreas en el municipio de Ezeiza y la construcción de una nueva planta de generación de 150 MW. El proyecto se dividió en dos etapas: la primera de 100 MW y la segunda etapa de 50 MW, ambas actualmente operativas.

A partir del 1 de enero de 2016, Generación Independencia S.A., Generación Riojana S.A., y Generación La Banda S.A., todas subsidiarias de Albanesi, se fusionaron con y dentro de GEMSA, que pasó a ser la sociedad subsistente. Las centrales que eran operadas por Generación Independencia S.A., Generación La Banda S.A. y Generación Riojana S.A., fueron transferidas a GEMSA. A partir del 1° de enero de 2017 se fusionó GFSA con y dentro de GEMSA como sociedad subsistente. La central que era operada por GFSA fue transferida a GEMSA. Asimismo, a partir del 1 de enero de 2018, Albanesi Inversora S.A., quien era titular del 75% del capital social de CTR, se fusionó con y dentro de Albanesi, esta última como sociedad subsistente. En tal sentido, CTR, la cual operaba la Central Térmica Roca, pasó a estar controlada directamente por Albanesi.

Al 1 de enero de 2021, Albanesi y GECE, una subsidiaria de Albanesi fue absorbida por GEMSA, resultando ésta última la sociedad continuadora. Como resultado, CTR, que opera nuestra Central Térmica Roca, GROSA y Generación Litoral S.A., que no tiene actividad operativa, ahora son controladas por GEMSA. La conformidad administrativa de la Fusión 2021 fue resuelta por el Directorio de la CNV mediante Resolución N° RESFC-2021-21508-APN-DIR#CNV de fecha 18 de noviembre de 2021. La Fusión 2021 y la consecuente disolución de Albanesi y GECE fueron inscriptas con fecha 10 de marzo de 2022 en la IGJ.

En el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, se adjudicaron a GEMSA CCEE para 351 MW de capacidad adicional, lo que nos permitirá ampliar nuestra capacidad de generación mediante el cierre de unidades de ciclo abierto en la Central Térmica Modesto Maranzana y la Central Térmica Ezeiza por un total de 276 MW de capacidad adicional y la construcción de una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. GEMSA obtuvo recientemente la financiación necesaria para finalizar la construcción del proyecto de ampliación de nuestra Central Térmica Ezeiza. Esperamos que el inicio de las operaciones comerciales tenga lugar durante el cuarto trimestre de 2023. Ver “*Información de las Co-Emisoras—Expansión de Capacidad—Central Térmica Ezeiza*”. El gráfico a continuación presenta la evolución cronológica de la ampliación de nuestra capacidad de generación.



Nuestras centrales eléctricas

En la actualidad operamos nueve centrales termoeléctricas situadas en siete provincias argentinas.

CA

Central Térmica Ezeiza

Central Térmica Ezeiza es una central termoeléctrica de combustible dual, ubicada en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, con una capacidad instalada de 150 MW. GEMSA comenzó la construcción de la planta en 2016 en un predio de 8 hectáreas en Ezeiza. Tras una inversión de capital de aproximadamente USD140 millones, la planta inició las operaciones comerciales en septiembre de 2017 con una capacidad de generación de 100 MW, sumando 50 MW de capacidad en febrero de 2018.

La central posee actualmente tres turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW de combustible dual en funcionamiento con una capacidad total de generación de 150 MW. GEMSA vende 139,5 MW de capacidad comprometida a CAMMESA en virtud de dos CCEE adjudicados bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016. La central operó con una disponibilidad anual promedio del 100% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

La tabla a continuación presenta ciertos datos operativos relacionados con esta central generadora para los períodos indicados:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
Total Ventas (GWh).....	530,9	147,0	158,2
Factor de	97%	100%	100%
Disponibilidad.....			

En octubre de 2017, se adjudicó a GEMSA un CCEE con CAMMESA por hasta 138 MW de capacidad adicional en la central en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, que se suscribió entre GEMSA y CAMMESA en diciembre de 2017 y se modificó en mayo de 2021. Actualmente estamos ampliando la capacidad de generación de la central de Ezeiza en 154 MW mediante la instalación de una turbina adicional Siemens SGT-800 de 54 MW y combustible dual, cuatro calderas de recuperación VOGT Power International, dos turbinas de vapor de 50 MW Siemens SST-600, tres transformadores de potencia de 75MVA 11kV-132kV TTE, una Torre de refrigeración híbrida de 9 módulos ESINDUS y equipos accesorios, y mediante la transformación de la central en una unidad de ciclo combinado. Para más información acerca del proyecto de ampliación, ver más arriba “*Información de las Co-Emisoras—Expansión de Capacidad—Ampliación de Central Térmica Ezeiza*”.

Central Térmica Modesto Maranzana

Central Térmica M. Maranzana es una central termoeléctrica de combustible dual, situada en Río Cuarto, provincia de Córdoba, que cuenta con una capacidad instalada de 350 MW. La central comenzó a construirse en 1993. La central entró en funcionamiento en 1995, con dos módulos de 35 MW de capacidad de generación cada uno. Cada uno de los módulos se compone de una turbina de gas (24 MW) y una turbina de vapor (11 MW) que funcionan en ciclo combinado. Las centrales eléctricas de ciclo combinado utilizan una turbina de gas y una de vapor que, combinadas, maximizan la generación de energía al generar energía eléctrica tanto con la combustión de gas como con el calor residual producido por la combustión. El calor residual de la turbina de gas se direcciona hacia una turbina de vapor cercana que lo utiliza para crear vapor, que a su vez genera energía eléctrica adicional.

En 2007 iniciamos obras de ampliación de esta central con la instalación de dos unidades Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3). Cada una de estas unidades se compone de dos turbinas de gas de 30 MW de capacidad de generación que funcionan en ciclo simple y transmiten su potencia mecánica a un único generador de 60 MW. Estas dos unidades entraron en pleno funcionamiento en octubre y noviembre de 2008, respectivamente, en el marco regulatorio del programa de Energía Plus. Durante el año 2010 se instaló una tercera turbina Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de 60 MW que entró en operación comercial en el mes de septiembre de dicho año, alcanzando la potencia instalada de la Central en 250 MW. Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para la ampliación de la central a través de la instalación de dos nuevas turbinas

Siemens SGT-800 de 50 MW de potencia nominal cada una, que operan tanto a gas como a gasoil. En julio de 2017, ambas turbinas fueron habilitadas comercialmente, alcanzando la central una capacidad de generación de 350 MW totales. Nuestra inversión total en esta planta para alcanzar la actual capacidad de generación operativa fue de aproximadamente 205 millones de Dólares Estadounidenses.

La capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se vende (i) a CAMMESA mediante Contratos de Abastecimiento MEM de largo plazo suscriptos con esta empresa con arreglo al marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007; (ii) a grandes consumidores industriales mediante CCEE suscriptos con arreglo al marco regulatorio del programa Energía Plus; y (iii) a CAMMESA como potencia y energía spot (Energía Base), en lo que concierne a la energía eléctrica generada por nuestra turbina de 70 MW, de mayor antigüedad, y por una turbina de 50 MW que estaba previamente comprometida bajo un CCEE de la Resolución SE 220/2007, la cual quedó sin vigencia en septiembre de 2020. Para una descripción de los tres marcos regulatorios, véase *“Información de las Co-Emisoras—Nuestros clientes”*. La energía eléctrica que comercializamos en relación a los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007 y del programa Energía Plus se genera con la capacidad de generación de 230 MW añadida desde 2008. La central se conecta al SADI mediante dos líneas de alta tensión de 132 kV, lo que nos permite vender energía eléctrica a clientes situados en cualquier lugar del país.

La siguiente tabla presenta información operativa relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2019	2020	2021	
Total Ventas (GWh)	952,7	635,3	758,0	
.....				
Factor de disponibilidad.....	99%	94%	95%	

En el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por CAMMESA bajo un CCEE por hasta 113 MW de capacidad adicional en esta planta. Planeamos ampliar la capacidad instalada en 121 MW adicionales mediante la instalación de una turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW en ciclo abierto (similar a las instaladas en 2017) y una turbina de vapor Siemens SST-600 de 67 MW, transformando efectivamente las tres turbinas Siemens de la planta en unidades de ciclo combinado. Para más información sobre el proyecto de ampliación, véase el subtítulo *“Información de las Co-Emisoras— Expansión de capacidad—Ampliación de la Central Térmica Modesto Maranzana”*.

Central Térmica Roca

Esta es una central termoeléctrica de ciclo combinado y combustible dual, situada en General Roca, provincia de Río Negro, y cuenta con una capacidad de generación instalada de 190 MW. Construida en 1995 con una capacidad de generación original de 130 MW, fue retirada de servicio en 2009 debido a la falla de una turbina. Nosotros la adquirimos en 2011 con el propósito de repararla y ponerla nuevamente en servicio. Durante 2012 se concluyó la primera etapa de reparaciones y acondicionamiento, y en junio de ese año se la habilitó comercialmente. En 2013 se concluyó la segunda etapa del plan de trabajo, que comprendía la modernización y modificación de las instalaciones y la infraestructura, de forma tal de finalizar su conversión a combustible dual y así permitir la utilización de gasoil como combustible alternativo. El total invertido desde 2011 a 2013 en esta central fue de USD 64 millones.

En 2016 hemos iniciado los trabajos para añadir 60 MW de capacidad de generación a la central mediante la instalación de una turbina de vapor, que la convirtió en una central de ciclo combinado. Las obras de construcción para la conversión a ciclo combinado fueron realizadas en su mayoría por Albanesi. Las operaciones comerciales se iniciaron en agosto de 2018, llevando a la central a su actual capacidad de generación de 190 MW tras una inversión aproximada de USD90 millones. Vendemos toda la capacidad de

generación y la electricidad generada por esta central a CAMMESA en virtud de dos CCEE bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

La tabla a continuación presenta ciertos datos operativos relacionados con esta central generadora para los períodos indicados:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
Total Ventas (GWh).	1.100,8	1.146,7	1.150,9
Factor de Disponibilidad...	97%	97%	97%

CTR es la titular de la Central Térmica Roca, sociedad que, como consecuencia de la Fusión 2021, tiene como accionista del 75% del capital social y derechos de voto a GEMSA. Para más información véase “*Políticas de las Co-Emisoras – (a) Políticas de inversiones y de financiaciones – Fusión 2021*”.

Central Térmica Independencia

Esta central termoeléctrica de combustible dual se sitúa en San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán. Nuestra empresa la adquirió en 2009, cuando tenía una turbina de gas de 10 MW fuera de servicio, con el propósito de instalar mayor capacidad de generación. En 2011 comenzamos la instalación de dos turbinas Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de combustible dual y 60 MW, que se alimentan a gas y transmiten potencia mecánica a un único generador de 60 MW. En 2016 comenzamos con los trabajos para añadir 100 MW nominales de capacidad de generación a esta central a través de la instalación de dos nuevas turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW de potencia nominal cada una, y que operan tanto a gas como a gasoil. En agosto de 2017 y febrero de 2018 entraron en funcionamiento y en operación comercial ambas turbinas, llevando la capacidad total de generación de la central a los 220 MW.

El total invertido en esta central para llevarla a su capacidad de generación actual fue de USD 154 millones. La mayoría de las obras de ampliación de esta planta fueron realizadas por Albanesi. Sus turbinas pueden funcionar tanto a gas como a gasoil.

La capacidad de generación de energía eléctrica actualmente operativa de esta central se vende en su totalidad a CAMMESA en virtud de CCEE suscritos en el marco de la Resolución SE 220/2007 y Resolución SEE 21/2016.

La siguiente tabla presenta información relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
Total Ventas (GWh)	98,4	92,9	72,7
Factor de disponibilidad	100%	100%	99%

Central Térmica Riojana

Esta central termoeléctrica de combustible dual se construyó en 1975 y se sitúa en la ciudad de La Rioja, provincia de La Rioja. La central se adquirió en 2010 cuando se encontraba fuera de servicio, para luego ponerla operativa desde mayo de 2011. Cuenta con una capacidad de generación instalada de 90 MW generados por una turbina de combustible dual John Brown con una capacidad de generación instalada de 14 MW, dos turbinas de gas Fiat con una capacidad de generación de 13 MW cada una y una turbina dual Siemens SGT-800 de 50 MW. La central eléctrica opera en ciclo simple.

El total invertido en esta central para llevarla a su capacidad actual fue de USD 55 millones, suma que se destinó al reacondicionamiento de la planta luego de su adquisición y a la compra de nuevos equipos y obras para la ampliación. La mayoría de los trabajos de expansión realizados para esta planta fueron realizados por Albanesi. La operación comercial de la nueva turbina comenzó en mayo del 2017, y llevó el total de la capacidad nominal instalada en la planta a 90 MW.

La nueva capacidad instalada se comercializa a CAMMESA en virtud de un CCEE suscripto bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, de los cuales se mantiene un contrato con una potencia comprometida de 45 MW, y bajo el marco regulatorio de Energía Base.

La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2019	2020	2021
Total Ventas (GWh)	46,9	33,7	17,8
Factor de disponibilidad	98%	100%	98%

Central Térmica Generación Frías

Esta central termoeléctrica de combustible dual se ubica en la localidad de Frías, provincia de Santiago del Estero. En 2010 adquirimos la central y en 2014 iniciamos un proceso de reacondicionamiento que concluyó con la puesta de la central en pleno funcionamiento en diciembre de 2015. La central cuenta con una turbina de combustible dual Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT-4000) de 60 MW. A la fecha del presente Prospecto, el total invertido en esta central fue de USD 55 millones. Los trabajos de construcción fueron llevados adelante por Albanesi.

La capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se venden a CAMMESA mediante un CCEE suscripto con esta empresa con arreglo al marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2019	2020	2021
Total Ventas (GWh)	69,8	17,0	25,7
Factor de disponibilidad .	91%	86%	99%

Central Térmica La Banda

Esta central termoeléctrica se sitúa en La Banda, Santiago del Estero. Fue construida en 1975 con una capacidad de generación instalada de 30 MW consistente de dos turbinas Fiat de ciclo combinado. Operamos esta planta desde el año 2012. La provincia de Santiago del Estero goza del derecho de dominio sobre el terreno donde se localiza la planta generadora y por lo tanto es su propietaria.

La capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se venden a CAMMESA bajo el marco regulatorio del programa Energía Base. La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

**Correspondiente al ejercicio finalizado el
31 de diciembre de**

	2019	2020	2021
Total Ventas (GWh).....	2,1	4,0	2,5
Factor de disponibilidad...	100%	100%	98%

Central Térmica Generación Rosario

Esta central termoeléctrica de combustible dual se sitúa en la ciudad de Rosario, provincia de Santa Fe. La central se construyó en 1981 y entró en pleno funcionamiento en agosto de 2009. Se trata de una central de ciclo simple con una capacidad instalada de 140 MW. Nuestra empresa opera la central en virtud de un contrato de locación celebrado en abril de 2011 con Sorrento S.A. para poner la Central Térmica Sorrento nuevamente en servicio mediante trabajos de reparación y acondicionamiento por un valor de USD 36 millones. El plazo de vigencia del contrato era de diez años, renovable y ejecutamos la opción de renovar por un plazo adicional de siete años el 10 de febrero de 2021. En diciembre de 2015, Sorrento S.A. solicitó la apertura de concurso preventivo ante la justicia en lo comercial de la Ciudad de Buenos Aires. Estimamos que dicho proceso no afectará nuestra capacidad para continuar operando la planta en virtud del contrato de locación.

En 2011 se concluyó la primera etapa de las tareas de reparación y mantenimiento que requería la caldera de la central, que comenzó sus operaciones con una capacidad de generación instalada de 80 MW. Entre 2012 y 2015 realizamos nuevos trabajos de reacondicionamiento de la central, lo que elevó su capacidad de generación a los 140 MW actuales. Esta central cuenta con una turbina de vapor Ansaldo de combustible dual y 140 MW de capacidad. Las turbinas pueden funcionar tanto a gas como a gasoil.

Toda la capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se venden a CAMMESA bajo el marco regulatorio del programa Energía Base.

La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

**Correspondiente al ejercicio finalizado el
31 de diciembre de**

	2019	2020	2021
Total Ventas (GWh).....	7,2	37,2	22,5
Factor de disponibilidad...	100%	100%	88%

La Central Térmica Generación Rosario es de propiedad de GROSA la cual, como consecuencia de la Fusión 2021 es controlada por GEMSA. Para más información véase “*Políticas de las Co-Emisoras – (a) Políticas de inversiones y de financiaciones – Fusión 2021*”.

Solalban Energía

En 2008 constituimos Solalban, una sociedad constituida con Unipar Indupa S.A.I.C. ex Solvay Indupa S.A.I.C., con el objeto planificar, construir y operar una central termoeléctrica en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA es titular del 42% del capital social y derechos de voto de Solalban, en tanto que Unipar Indupa lo es del 58% restante. La central eléctrica Solalban entró en pleno funcionamiento en 2009, con dos turbinas de combustible dual Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de 60 MW. El total invertido por nuestra empresa asociada en esta central fue de USD 80 millones, suma que se destinó a la instalación de las dos turbinas mencionadas, al desarrollo de las obras eléctricas y civiles y a la instalación de un gasoducto de 11 millas de extensión que se conecta al gasoducto troncal de Transportadora Gas del Sur (empresa de transmisión/distribución que opera en la región sur de Argentina).

Solalban vende la energía eléctrica que genera esta central a Unipar Indupa mediante una línea de transmisión interna e independiente (sin ingresar al SADI), en virtud de un contrato de venta de energía

suscripto en 2009 con un plazo de vigencia de quince años, en tanto que la energía generada restante se vende a grandes consumidores industriales bajo el programa Energía Plus. Durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2021, Solalban destinó el 82% y el 18% de los MWh anuales de energía eléctrica generada a Unipar Indupa y bajo el marco regulatorio del programa Energía Plus a través del SADI.

La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2019	2020	2021
Total Ventas (GWh) ..	700,5	719,9	718,6
Factor de disponibilidad	79% ⁽¹⁾	86% ⁽¹⁾	74% ⁽¹⁾

(1) El factor de disponibilidad inferior correspondiente a los años 2019, 2020 y 2021 es consecuencia de interrupciones relacionadas con el mantenimiento programado y no programado de los equipos.

Nuestra tecnología

Procuramos comprar nuestros equipos a proveedores que cuenten con experiencia y una trayectoria reconocida a nivel internacional. Nuestras turbinas de combustible dual nos permiten generar energía eléctrica, ya sea utilizando gas natural o gasoil. Parte de nuestra capacidad se compone de turbinas modulares que brindan flexibilidad operativa y permiten que las turbinas continúen funcionando en niveles normales aun en el caso de que se requiera reparar o reemplazar un módulo en particular. Por otra parte, hemos equipado a nuestras centrales eléctricas con turbinas de menos de 60 MW de capacidad de generación instalada, lo que nos brinda flexibilidad para llevar a cabo interrupciones de planta para mantenimiento programado y no programado sin afectar la disponibilidad de la mayor parte de nuestra capacidad de generación instalada.

La siguiente tabla presenta una síntesis de la tecnología de las turbinas que se utilizan en nuestras centrales eléctricas:

Central eléctrica	Consumo específico (kcal/kWh)	Turbina y tipo de tecnología		Capacidad
Modesto Maranzana	2.386	Thomassen / Stork	Ciclo combinado	35 MW
	2.386	Thomassen / Stork	Ciclo combinado	35 MW
	2.422	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
	2.422	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
	2.391	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
	2.250	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	2.250	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
Total M. Maranzana				350 MW
Ezeiza	2.250	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	2.250	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	2.250	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
Total Ezeiza				150 MW
Independencia	2.403	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
	2.403	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
	2.250	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	2.250	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
Total Independencia				220 MW
Roca		EGT - Alstom	Turbina de gas	130 MW

Central eléctrica	Consumo específico (kcal/kWh)	Turbina y tipo de tecnología		Capacidad
	1.766 (ciclo combinado)	GE Triveni	Turbina de vapor	60 MW
Total Roca				190 MW
Generación Frías	2.215	PWPS FT4000	Turbina de gas	60 MW
Riojana	2.250	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	3.829	John Brown	Turbina de gas	14 MW
	4.080	John Brown	Turbina de gas	14 MW
	4.095	Fiat	Turbina de gas	13 MW
Total Riojana				90 MW
GROSA	2.692	Ansaldo	Turbina de vapor	140 MW
La Banda	4.341	Fiat	Turbina de gas	15 MW
	4.475	Fiat	Turbina de gas	15 MW
Total La Banda				30 MW
Solalban	2.467	PWPS	Turbina de gas	120 MW
Total				1.350 MW

La siguiente tabla presenta una síntesis de las turbinas que se utilizarán en la nueva capacidad de generación de conformidad con los CCEE de los que hemos sido adjudicatarios en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Ya se han contratado los proveedores para las turbinas de gas y las turbinas de vapor (ambas con Siemens) y las calderas de recuperación (VOGT Power International Inc).

Proyectos de ampliación	Consumo específico (kcal/kWh)	Turbina y tipo de tecnología		Capacidad de Energía
M. Maranzana	1.590 (Ciclo combinado)	Siemens SGT-800	Turbina de gas	54 MW
		Siemens SST-600	Turbina de vapor	67 MW
Total Ampliación de M. Maranzana				121 MW
Ezeiza	1.590 (Ciclo combinado)	Siemens SGT-800	Turbina de gas	54 MW
		Siemens SST-600	Turbina de vapor	50 MW
		Siemens SST-600	Turbina de vapor	50 MW
Total Ampliación de Ezeiza				154 MW
Cogeneración Arroyo Seco	1.700 (Ciclo combinado)	Siemens SGT-800	Turbina de gas	54 MW
		Siemens SGT-800	Turbina de gas	54 MW
		Siemens	Turbina de vapor	25 MW
Total Arroyo Seco				133 MW
Total Proyectos de Ampliación				408 MW

Nuestros clientes

La disponibilidad de nuestra capacidad de generación de energía y la energía eléctrica que despachamos se comercializan bajo a los siguientes marcos regulatorios:

Resolución SE 220/2007

La Resolución SE 220/2007 fue diseñada por el gobierno argentino para promover inversiones en el sector de generación de energía eléctrica al brindar condiciones económicas favorables para la instalación de nueva capacidad de generación.

Bajo el marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE a largo plazo (comúnmente con plazos de diez años) expresados en Dólares Estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que el 92% de nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en Dólares Estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico. El precio es abonado en Pesos al tipo de cambio oficial.

Nuestras obligaciones principales en el marco de estos contratos consisten en (a) contar con la cantidad de MW mensuales de capacidad de generación comprometida disponibles para su despacho a solicitud de CAMMESA y (b) despachar la energía eléctrica a solicitud de CAMMESA, en todos los casos de conformidad con los términos y condiciones del contrato. En algunos de los contratos celebrados con CAMMESA.

Conforme lo dispuesto en los CCEE suscriptos con CAMMESA, el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones especificadas en los contratos por una de las partes constituirá a ésta en mora automáticamente, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial alguna, siendo causales de incumplimiento aplicables a ambas partes, a modo de ejemplo, las siguientes: la falta de pago en termino de cualquier suma adeudada, la declaración en quiebra, la presentación en concurso preventivo o quiebra, la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el contrato dejen de ser validas o exigibles, entre otras. Las causales de mora se encuentran detalladas en cada uno de los contratos y respecto de cada una de las partes firmantes. Producida la mora, la parte que cumplió podrá optar por: (i) intimar al cumplimiento de la parte incumplidora, otorgando un plazo razonable para hacerlo y notificar a la Secretaría de la intimación; o (ii) resolver el contrato, bastando a tal efecto la sola comunicación fehaciente de dicha voluntad y la indicación de la fecha a partir de la cual tendrá efecto dicha resolución, junto con la notificación a la Secretaría. En caso de incumplimiento de obligaciones de pago, la parte cumplidora tendrá derecho a percibir las sumas adeudadas más intereses y sanciones, en caso de corresponder.

De conformidad con los CCEE suscriptos con CAMMESA, cualquiera de las partes puede rescindir el contrato con anterioridad a su vencimiento ante la disolución de la otra parte, la presentación, por parte de esta, de una solicitud de declaración de quiebra o de medidas de protección en virtud de la legislación aplicable en materia de concursos y quiebras (o en el caso de sentencia judicial que implique dicha quiebra) o de su sujeción a intervención judicial. Asimismo, cualquiera de las partes puede rescindir el contrato ante el incumplimiento de la otra previa notificación cursada con una antelación de 15 días, que incluirá el caso de incumplimiento con nuestras obligaciones contractuales de suministro por un plazo superior a dos meses. Sin embargo, ninguna de las partes puede rescindir el contrato ante el incumplimiento de las obligaciones de pago previstas en él. En tal supuesto, podrá presentarse una demanda de conformidad con los procedimientos administrativos de la SEE. En casos de fuerza mayor, el contrato puede suspenderse sin imposición de sanción alguna y cualquiera de las partes puede rescindirlo sin ser penalizada por ello si el acontecimiento de fuerza mayor se prolonga por un plazo superior a 120 días. Estos CCEE no contemplan cláusulas de renovación.

Al 31 de diciembre de 2021, GEMSA tiene tres CCEE suscriptos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) Central Térmica M. Maranzana, con una vigencia restante de 5,5 años por 90 MW de capacidad contratada, (ii) Central Térmica Frías, con una vigencia restante de 3,9 años por 55,5 MW de capacidad contratada, y (iii) Central Térmica Riojana, con una vigencia restante de 5,4 años por 45 MW de capacidad contratada.

Asimismo, CTR tiene dos CCEE suscriptos con CAMMESA bajo este marco regulatorio (i) CTR, con una vigencia restante de 0,5 años por 116,7 MW de capacidad de contratada, y (ii) CTR, con una vigencia restante de 6,6 años por 55MW por correspondiente al cierre de ciclo de la central.

Tras el vencimiento de los CCEE bajo este marco regulatorio, esperamos que toda la capacidad comprometida se venda bajo el marco regulatorio del programa de Energía Base.

Durante para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021, generamos el 58%, el 59% y el 59% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, en virtud de los CCEE suscriptos con CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

Resolución SEE 21/2016

En el marco de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE de largo plazo (por lo general de 10 años) expresados en Dólares Estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible o en mantenimientos programados y autorizados por CAMMESA (sujeto a una multa en caso de indisponibilidad no autorizada) y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos administrativos y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía despachada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor ya que es más eficiente). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye un cargo fijo asociado al costo de transporte. Recibimos el pago del precio en Pesos al tipo de cambio oficial.

Al 31 de diciembre de 2021, GEMSA tiene cuatro CCEE suscriptos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) un CCEE con una vigencia restante de 5,5 años por 46 MW de capacidad de generación de Central Térmica Independencia; (ii) un CCEE con una vigencia restante de 6,1 años y medio por 46 MW de capacidad de generación de Central Térmica Independencia; (iii) un CCEE con una vigencia restante de 5,5 años por 93 MW de capacidad de generación de Central Térmica Ezeiza; y (iv) un CCEE con una vigencia restante de 6,1 años por 46,5 MW de capacidad de generación de Central Térmica Ezeiza.

Tras el vencimiento de los CCEE en virtud de este marco regulatorio, prevemos que toda la capacidad comprometida será vendida en virtud del marco regulatorio del programa Energía Base.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021, generamos el 33%, el 35% y 36% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016.

Resolución SEE 1281/2006 - Energía Plus

Conforme a este marco regulatorio, los clientes industriales con un consumo de energía eléctrica superior a los 300 kW deben satisfacer el excedente de su demanda de energía eléctrica por sobre los kW consumidos en 2005 mediante la compra de energía eléctrica generada por la capacidad de generación de centrales eléctricas instalada en septiembre de 2006 o con posterioridad a dicha fecha, en virtud de este marco regulatorio. Los contratos de compraventa de energía que hemos celebrado bajo este marco regulatorio están denominados en Dólares Estadounidenses y tienen un plazo de vigencia promedio de uno a dos años. Estos CCEE no contemplan la modalidad "*take or pay*", por lo tanto, nos proporcionan un EBITDA Ajustado menos estable en comparación con los restantes marcos regulatorios. No obstante, somos capaces de estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los tomadores sobre la base de los consumos históricos.

Nuestras obligaciones principales en el marco de estos CCEE consisten en (a) mantener disponible las unidades que respaldan los contratos con los grandes usuarios, y (b) garantizar que contamos con el suficiente

suministro de combustible propio para generar la energía eléctrica que consumen nuestros clientes. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el tomador en virtud de estos contratos. El precio de la energía convenido por contrato depende del mercado Energía Plus conformado por costos de generación y margen de utilidades. El precio es abonado en Pesos al tipo de cambio oficial.

De conformidad con los términos y condiciones de dichos contratos, cualquiera de las partes puede requerir la renegociación del contrato si, por motivos no inherentes a estas, el equilibrio económico del contrato se ve modificado de manera tal que este resulte excesivamente oneroso para dicha parte. Ante tal circunstancia, cualquiera de las partes puede rescindir el contrato en ausencia de acuerdo dentro del plazo de 15 días de efectuada la solicitud. Ante el incumplimiento, por cualquiera de las partes, de las obligaciones pactadas, la otra puede también proceder a rescindir el contrato previa notificación cursada con 15 días de antelación. Estos CCEE no contemplan cláusulas de renovación.

Durante para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021, generamos el 4%, el 4% y el 3% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, en virtud de los contratos de compraventa de energía suscriptos en el marco del programa Energía Plus.

Resolución SEE 31/2020 - Energía Base

Esta metodología de remuneración de la capacidad instalada tiene su origen en la Resolución SE 95/2013. A través de la misma, CAMMESA ha fijado una remuneración menor para los generadores de energía eléctrica en lo que respecta a la capacidad de generación disponible y energía que se genere mediante las unidades de generación de mayor antigüedad. En virtud de este marco regulatorio, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de un acuerdo regulatorio con compromiso de compra garantizada (*take or pay*). Hasta febrero de 2017 era en Pesos y pasó a ser en Dólares Estadounidenses de dicha fecha hasta febrero 2020. En febrero de 2020 la Resolución 1/2019 fue modificada por la Resolución 31/2020, cuyos considerandos plantearon la necesidad de adaptar los criterios de remuneración considerando la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país. En función de ello la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) reducción y pesificación de los valores remuneratorios de energía para generadores, co-generadores y autogeneradores; (ii) pesificación de los valores remuneratorios variables para generadores, co-generadores y autogeneradores; (iii) modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y (b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada; e (iv) introducción de criterios remuneratorios por disponibilidad de energía en horas de alto rendimiento. El 21 de mayo de 2021, mediante la Resolución SEE 440/2021, el gobierno actualizó el esquema para los generadores bajo el esquema remuneratorio de mercado *spot*, derogando la actualización automática de los valores remuneratorios y estableciendo que los valores de energía y potencia que se mantienen en Pesos pueden reajustarse en un 29% en forma retroactiva a febrero de 2021.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021, generamos el 5%, el 2% y el 2% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, bajo el marco regulatorio correspondiente a Energía Base.

La siguiente tabla presenta un resumen de los marcos regulatorios y de las principales condiciones para la venta de capacidad de generación de electricidad y despacho para cada una de nuestras centrales eléctricas (excepto Solalban) en funcionamiento al 31 de diciembre de 2021:

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida (o utilizada en el caso de Energía Plus) por contrato/marco regulatorio	Plazo	Moneda	Precio de Capacidad Comprometida USD / MW por hora	Precio de Energía USD/MWh ⁽¹⁾	Plazo Contractual Restante	Fecha de extinción
	Energía Plus	Privado	135	1 a 2 años	USD	--	60,0	N/A	N/A
Central Térmica Modesto Maranzana	Energía Base	CAMMESA	70	N/A	Ps.	3,50 ⁽³⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	N/A
	Energía Base	CAMMESA	45	N/A	Ps.	3,50 ⁽³⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	N/A
	Res. 220/2007	CAMMESA	90	10 años	USD	21,82	8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)	5 años y 6 meses	Jul-2027
Central Térmica Independencia	Energía Base	CAMMESA	100	N/A	Ps.	3,50 ⁽³⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	N/A
Central Térmica Independencia #1	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	5 años y 6 meses	Jul-2027
Central Térmica Independencia #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	6 años y 1 mes	Feb-2028
Central Térmica Ezeiza	Res. 21/2016	CAMMESA	93	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	5 años y 6 meses	Jul-2027
Central Térmica Ezeiza #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46.5	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	6 años y 1 mes	Feb-2028
Central Térmica Riojana	Energía Base	CAMMESA	40	N/A	Ps.	3,50 ⁽³⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	N/A
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	45	10 años	USD	23,00	11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)	5 años y 5 meses	May-2027
Central Térmica La Banda	Energía Base	CAMMESA	30	N/A	Ps.	3,50 ⁽³⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	N/A
Central Térmica Roca	Res. 220/ 2007	CAMMESA	116,7	10 años	USD	17,18	10,28 (gas) / 14,18 (gasoil)	6 meses	Jun-2022
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55	10 años	USD	43,72	5,38 (gas/gasoil)	6 años y 7 meses	Ago-2028
Generación Frías	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55,5	10 años	USD	26,40	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)	3 años y 11 meses	Dic-2025
Generación Rosario	Energía Base	CAMMESA	140	N/A	Ps.	3,50 ⁽²⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	N/A

(1) Precio por electricidad vendida.

(2) El combustible es suministrado por CAMMESA.

(3) El precio corresponde al precio promedio ponderado para el período de seis meses finalizado el 31 de diciembre de 2021. Los precios se expresan en Pesos de acuerdo con la Resolución SEE 440/2021 y están convertidos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio vigente el último día de cada mes.

La siguiente tabla presenta un detalle de nuestro EBITDA Ajustado, por marco regulatorio, para los períodos indicados:

		Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
		2019		2020		2021	
		EBITDA Ajustado (en miles de USD)	% de EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado (en miles de USD)	% de EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado (en miles de USD)	% de EBITDA Ajustado
Resolución 220/2007	SE	120.234	58%	107.108	59%	83.617	59%
Resolución 21/2016	SEE	68.410	33%	63.538	35%	39.487	36%
Energía Plus		8.292	4%	7.262	4%	4.448	3%
Energía Base		10.365	5%	3.631	2%	2.229	2%

Resolución SEE 287/2017

En 2017, dentro del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, se nos adjudicó un nuevo CCEE con CAMMESA por una capacidad comprometida total de 351 MW que involucró la instalación de 129 MW y 154 MW de capacidad de generación adicional en la Central Térmica Maranzana y la Central Térmica Ezeiza, respectivamente, y la construcción de una nueva central de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. El objetivo de esta licitación pública fue mejorar la eficiencia del sistema de generación, centrándose en los cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración. En el caso de nuestros proyectos de ampliación, involucra el cierre del ciclo de turbinas actualmente en funcionamiento a ciclo abierto. Para más información, ver “*Información de las Co-Emisoras—Expansión de Capacidad*”.

Tras el vencimiento de los CCEE en virtud de este marco regulatorio, tenemos previsto que toda la capacidad comprometida será vendida en virtud del marco regulatorio del programa Energía Base.

Ambiente y Sostenibilidad

La gestión ambiental es una prioridad clave en nuestro negocio y nuestras operaciones. Actualmente contamos con todos los permisos y las autorizaciones necesarios para operar el negocio. Consideramos la protección ambiental un área de desempeño y, como tal, las cuestiones ambientales están incluidas entre las responsabilidades de nuestros ejecutivos principales.

Los Sistemas de Gestión Ambiental de las Centrales han mantenido históricamente sus certificaciones ISO de manera ininterrumpida. En este orden, durante octubre de 2021 se concretó exitosamente una nueva instancia de auditorías externas en los sitios a cargo del ente certificador IRAM. Como resultado, se obtuvo la recertificación de los Sistemas de Gestión por un nuevo periodo de tres años, vigencia renovada hasta diciembre de 2024.

Este sistema de gestión ambiental constituye un marco para garantizar el cumplimiento de las normas ambientales, la legislación aplicable y las autorizaciones ambientales, así como para detectar oportunidades de mejora contante como parte del ciclo “planificar-hacer-verificar-actuar”. Las auditorías constituyen una herramienta útil para evaluar el comportamiento de los trabajadores y el compromiso con nuestra cultura corporativa y detectar contratistas que no adhieren a nuestros compromisos de seguridad y ambientales.

Seguros

Creemos que el nivel de cobertura que mantenemos para nuestros bienes, operaciones, personal y actividades comerciales es razonablemente adecuado para los riesgos que enfrentamos y es comparable con el nivel de cobertura que mantienen otras empresas de dimensiones similares que operan en nuestro sector comercial.

En la actualidad contamos con un paquete de seguros integral que cubre daños a bienes e interrupción de las operaciones. Estas pólizas cubren nuestros activos físicos tales como centrales eléctricas, oficinas, equipos y subestaciones, así como también el costo de interrupción de las operaciones por fallas de equipos, siniestros o sucesos de fuerza mayor. Asimismo nos resulta importante resaltar que todas las centrales del Grupo

Albanesi cuentan con la cobertura denominada “Póliza de Caucción por Riesgo de Daño Ambiental de Incidencia Colectiva”, dicho seguro cubre la exigencia de garantía ambiental establecida en la Ley General de Ambiente N° 25.675, Artículo 22, de acuerdo con lo establecido por los organismos de aplicación. También contamos con seguros contra responsabilidad de terceros, entre ellos, seguros contra responsabilidad del empleador y seguro adicional contra daños a bienes y lesiones personales derivados del uso de automotores. A su vez, contamos con seguros contra riesgos relacionados con (i) la construcción, que incluye cobertura de daños a los materiales, demora en la puesta de servicio, cargas marítimas, responsabilidad civil y con (ii) la retro adaptación de nuestras unidades actuales.

Hemos contratado seguros con aseguradoras locales e internacionales, tales como Starr Indemnity & Liability Company, Chubb Argentina de Seguros SA, Federación Patronal, Nación, Sancor Seguros, Allianz Seguros, Zurich, La Meridional, San Cristóbal, y La Segunda compañía de Seguros.

Procesos legales

No existe ningún proceso judicial o administrativo en el que nosotros o alguna de nuestras subsidiarias sea parte y que actualmente consideremos de importancia para nuestra empresa.

Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

Antecedentes

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de energía eléctrica de la Argentina estaba controlada por el sector público. En 1991, el Gobierno argentino inició un proceso de privatización de las compañías estatales de generación, transmisión y distribución de electricidad. En enero de 1992, el Congreso de la Nación Argentina (“Congreso Nacional”) aprobó la Ley 24.065, que junto con la Ley 15.336, sus decretos reglamentarios y normativa complementaria conforma el marco regulatorio de la electricidad (el “Marco Regulatorio de la Electricidad”), el cual, junto con el Decreto 634/1991 y las Ley 23.696 y 23.697, estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio de la Electricidad, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico, diferenció la generación, transmisión y distribución de electricidad como actividades distintas (éstas dos últimas, caracterizadas como servicios públicos), cada una de las cuales estaba sujeta a una normativa específica aplicable a cada segmento.

El objetivo final de la privatización era propender a una reducción de las tarifas que los usuarios pagaban y mejorar la calidad del servicio de suministro en general. El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias instalaciones importantes de generación térmica y continuó con la venta de los paquetes mayoritarios de compañías que se crearon a tal fin, a las cuales se les dio en comodato la infraestructura de transmisión y distribución y de otras instalaciones de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

Sin embargo, mediante la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), combinada con la devaluación del Peso y las altas tasas de inflación, tuvo un grave efecto sobre las empresas de servicios públicos en Argentina y las compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica. Dado que las empresas de servicios públicos estaban impedidas de incrementar las tarifas, la inflación derivó en disminuciones de sus ingresos en términos reales y el deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. La mayoría de las empresas de servicios públicos además habían contraído importantes endeudamientos en moneda extranjera bajo el régimen de la Ley de Convertibilidad (tal como se definirá más adelante) y, tras la devaluación del Peso, la carga por el servicio de la deuda de estas empresas sufrió un significativo aumento, lo que forzó a que muchas de éstas suspendieran los pagos de su deuda en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas transportistas y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes.

Por su parte, la imposición de precios topes (Resolución 240/2003), entre otras medidas, también ocasionó graves efectos sobre las empresas generadoras de energía eléctrica.

Para hacer frente a la crisis de electricidad, el Gobierno ha modificado en diversas oportunidades las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) desde el 2002. Estas modificaciones incluyen, entre otras

medidas, la imposición de topes en los precios que los distribuidores pagan por la adquisición de energía eléctrica (conforme a la Resolución SE N° 8/2002) y el requisito de que todos los precios cobrados por las empresas generadoras se calculen sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno), independientemente del combustible efectivamente utilizado en las actividades de generación (conforme a la Resolución SE N° 240/2003), lo que conjuntamente generó un importante déficit estructural en la operación del MEM.

En diciembre de 2004, el Gobierno argentino dictó nuevas normas para el mercado eléctrico (conforme a las Resoluciones SE N° 826/2004, N° 712/2004 y 1427/2004), para la construcción de dos nuevas centrales de ciclo combinado de 800 MW cada una. Estas dos centrales comenzaron su operación comercial en ciclo abierto durante 2008 y en ciclo combinado durante el primer trimestre de 2010. La construcción se financió en parte con los saldos acreedores de las empresas generadoras, derivados del margen entre el precio de venta de energía y el costo variable de generación, que se transfirieron al Fondo Para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (el fondo para inversiones exigido para aumentar el suministro de electricidad en el MEM, o FONINVEMEM). Las empresas generadoras de electricidad aceptaron la oportunidad de participar en los proyectos del FONINVEMEM, conforme a la Resolución SE N° 1.427/2004.

La construcción de estas nuevas centrales evidenció una decisión del Gobierno argentino de adoptar un papel más activo en la promoción de inversiones en energía en la Argentina. Además de estos proyectos, en abril de 2006 el Congreso Nacional sancionó una ley que autorizó al Gobierno Nacional a crear un fondo especial para financiar mejoras de infraestructura en el sector energético argentino mediante la ampliación de la infraestructura de generación, distribución y transporte de gas natural, propano y electricidad. Las contribuciones a este fondo se realizan a través de cargos específicos trasladados a los clientes como un detalle en sus facturas de energía.

En 2006, la Secretaría de Energía implementó el Programa Energía Plus (en virtud de la Resolución SE N° 1.281/2006) con el objeto de crear un incentivo y aumentar la generación de electricidad. Los proyectos implementados bajo el Programa Energía Plus no están sujetos a las regulaciones del mercado en materia de precios, sino que estos pueden negociarse libremente entre las empresas generadoras de electricidad y los usuarios.

El Programa Energía Plus buscó aumentar la generación de electricidad y satisfacer la demanda interna. Por tal motivo, CAMMESA requiere que todos los grandes usuarios (con consumos superiores a 300 Kw, en adelante los “GU”) contraten la diferencia entre su demanda actual y la de 2005 a las nuevas empresas de generación bajo el Programa Energía Plus.

Con el objetivo de incrementar el suministro de energía eléctrica, el Gobierno argentino también implementó un programa llamado “Energía Eléctrica Entregada”, a través del suministro de pequeñas centrales térmicas transportables y/o centrales eléctricas móviles (Resoluciones SE 220/2007 y 1836/2007).

El Gobierno nacional continuó implementando diversas medidas para regular la operación del MEM y la de los agentes intervinientes, tales como la Resolución SE N° 95/2013, en virtud de la cual se fijaron nuevos valores para la remuneración de costos fijos y variables a pagarse a los generadores, cogeneradores y autogeneradores por las ventas de energía, y se agregó una remuneración adicional. Estos valores no se aplicarán a las centrales hidroeléctricas binacionales, a la generación nuclear y a la generación comprendida bajo el marco de contratos regulados por la SE, tales como los contratos celebrados bajo el Programa Energía Plus. Esta resolución establece la suspensión temporaria de nuevos contratos del mercado a término del MEM, excepto los previstos en el artículo 1 de esa resolución, y establece que una vez extinguidos los contratos vigentes en el mercado a término, los GU deben comprar la energía a CAMMESA. La resolución asimismo establece que la gestión comercial y la entrega de combustible a las centrales del MEM se centralizarán en CAMMESA. La Resolución N° 95/2013 de la SE, modificada por la Resolución N° 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando los valores remunerativos de los generadores. La Resolución SE N° 22/2016, N° 19/2017, luego la Resolución SRRYME N° 1/2019, la Resolución N° 31/2020, y por último, la Resolución N° 440/2021, modificaron el régimen completo de remuneración de generación. Véase *“Información de las Co-Emisoras—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”*.

En diciembre de 2015, el Gobierno argentino, mediante el Decreto N° 134/2015, declaró la emergencia del sector eléctrico nacional, vigente hasta el 31 diciembre de 2017. El estado de emergencia permitió al Gobierno argentino tomar acciones destinadas a garantizar el suministro de electricidad en Argentina. Tales acciones involucraron instruir al MEyM a desarrollar e implementar, con la colaboración de todas las entidades públicas nacionales, un programa coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas. A pesar de que el estado de emergencia no fue prorrogado, el Gobierno Argentino continuó interviniendo el sector eléctrico y las medidas que permitan regularizar la situación aún no fueron adoptadas. En dicho contexto se dictaron las Resoluciones SEE 21/2016 y 287/2017.

A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva (tal como se define más adelante), que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de 180 en las tarifas de energía y gas natural bajo jurisdicción federal, y el relanzamiento de una revisión tarifaria integral o revisión de carácter extraordinario, permitiendo la intervención del Poder Ejecutivo en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS) por el término de un año. Dicho plazo fue prorrogado hasta el 23 de marzo del 2021 por medio del Decreto 1020/2020, en lo que respecta a la suspensión de aumentos tarifarios en servicios públicos bajo jurisdicción federal, y la intervención del ENRE y el ENARGAS, hasta el 31 de diciembre del 2021. No obstante, a la fecha, dichos entes regulares siguen intervenidos. Con respecto a la suspensión de aumentos tarifarios, en abril del 2021 se han dispuesto aumentos de las tarifas de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural en torno al 9%.

Por su parte, en febrero de 2020 se dictó la Resolución 31/2020 que modificó significativamente el régimen de remuneración previsto en la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración en Pesos, con importantes reducciones en relación a aquella, y a su vez, estipuló en su Anexo VI un mecanismo de ajuste mensual en función de los índices mayoristas del INDEC. Sin embargo, el Anexo VI nunca fue implementado.

Luego, en mayo del 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 440/2021, que derogó la Resolución 31/2020 antes mencionada. Esta nueva resolución eliminó el factor de ajuste previamente contemplado en la Resolución 31/2020. Asimismo, la Resolución 440/2021 estableció un nuevo esquema de remuneración para los generadores, co-generadores y auto-generadores del MEM que no tengan su energía comprometida bajo un CE. En particular, se modifican los valores de la Resolución 31/2020 y estipuló un aumento de la remuneración de los sujetos mencionados en torno al 29%, retroactivo a febrero de 2021.

Adicionalmente, como respuesta al brote de coronavirus (Covid-19), el 24 de marzo de 2020, el Gobierno argentino dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia 311/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso. Posteriormente, por medio del Decreto N° 756/2020 se estableció que las prestadoras de los servicios de energía eléctrica, entre otras, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Asimismo, a través de la norma mencionada, se prorrogó el plazo de vigencia del Decreto 311/2020 desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado por lo que la medida ya no se encuentra vigente. Adicionalmente, con fecha 9 de marzo de 2021 fue publicada la Resolución N° 58/2021 emitida por el ENRE que estableció la prohibición del corte del servicio eléctrico a usuarios de las distribuidoras Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“EDENOR”) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (“EDESUR”) por deudas previas al 28 de febrero de 2021 que se hayan originado o agravado durante la vigencia del Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio. Asimismo, a fin de que los usuarios puedan abonar los consumos actuales evitando incurrir en nuevas deudas, se instruyó a las concesionarias a que emitan la liquidación de servicio público incluyendo únicamente los importes correspondientes a los consumos del período, la carga impositiva y, si corresponde, las cargas municipales.

Autoridades Regulatorias

Las principales autoridades regulatorias actualmente a cargo del mercado eléctrico argentino son las siguientes:

- (1) la SE;
- (2) el ENRE, y
- (3) CAMMESA.

El 11 de diciembre de 2015, por medio del Decreto N° 13/2015, se modificó la Ley de Ministerios N° 22.520, creando el Ministerio de Energía y Minería (“ME&M”), el cual absorbía las funciones de la Secretarías de Energía y Minería y entidades descentralizadas que se encontraban bajo la órbita del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (en vigencia a partir del 11 de diciembre de 2015). El 5 de septiembre de 2018, a través del Decreto N° 801/2018, el Gobierno Argentino dispuso el reordenamiento estratégico de ministerios, causando la disolución del ME&M y su transformación en Secretaría de Gobierno de Energía –creada a través del Decreto 802/2018–, la cual quedó dentro de la órbita de control del Ministerio de Hacienda. Con el cambio de administración en el Gobierno Argentino, por medio del Decreto N° 7/2019 de fecha 10 de diciembre de 2019, se modificó nuevamente la Ley de Ministerios, creándose el Ministerio de Desarrollo Productivo y disponiendo bajo su órbita a la Secretaría de Energía de la Nación. Por último, por medio del Decreto N° 706/2020 de fecha 29 de agosto de 2020, se modificó la Ley de Ministerios, disponiendo bajo la órbita del Ministerio de Economía a la Secretaría de Energía de la Nación.

De acuerdo con lo previsto en el Decreto N° 50/2019 (Modificado por Decreto N° 804/2020), las funciones de la SE son:

- Intervenir en la elaboración y ejecutar la política energética nacional;
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia;
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en la fijación de sus precios, cuando así corresponda;
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética;
- Ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética;
- Entender en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía;
- Entender en el diseño y ejecución y, asistir en la elaboración de la política de reembolsos y reintegros a la exportación;
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía;
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007;
- Dirigir la representación en las empresas del sector energético, donde posee participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria;
- coordinar la gestión de los directores que representan al Estado Nacional en aquellas empresas del sector energético con participación estatal en el ámbito de la jurisdicción;
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente;
- Promover la utilización de nuevas fuentes de energía, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos;
- Asistir en la celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución;
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía. Ejercer la representación de la Secretaría en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica;
- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoelectrica;

- Ejercer el control tutelar del ENRE y el ENARGAS. Entender en la elaboración, ejecución y control de las políticas energéticas de la Nación, tendiendo al aprovechamiento, uso racional y desarrollo de los recursos;
- Propiciar y celebrar convenios con entidades públicas y privadas y participar en las negociaciones con organismos nacionales e internacionales en materia de energía.

El ENRE es un organismo autárquico creado por Ley N° 24.065, cuyas facultades regulatorias y jurisdiccionales, incluyen, entre otras:

- exigir el cumplimiento del Marco Regulatorio de la Electricidad;
- dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM;
- controlar la prestación de servicios eléctricos y exigir el cumplimiento de los términos y condiciones de las concesiones;
- supervisar el cumplimiento de adoptar las normas aplicables a las empresas de generación, transporte y distribución, y a los usuarios de electricidad y otras partes relacionadas, en relación con la seguridad, procedimientos técnicos, medición y facturación de consumos eléctricos, interrupción y reconexión de suministro, acceso de terceros a las instalaciones utilizadas en la industria de la electricidad y calidad de los servicios ofrecidos;
- prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre participantes de la industria de la electricidad,
- aplicar sanciones por violación de concesiones y otras reglamentaciones relacionadas, y
- realizar el arbitraje de conflictos entre los participantes del sector eléctrico.

Habitualmente, el ENRE opera bajo la administración de un directorio integrado por cinco miembros designados por el Gobierno Argentino. Dos de los miembros son propuestos por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (“CFEE”). El CFEE se financia con un porcentaje de los ingresos percibidos por CAMMESA por cada MWh vendido en el mercado. El sesenta por ciento (60%) de los fondos percibidos por el CFEE se reserva para el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, del cual el CFEE distribuye fondos a las provincias que cumplieron con ciertas disposiciones tarifarias específicas. El cuarenta por ciento (40%) restante se invierte en el desarrollo de servicios eléctricos en resto del país.

La Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva N° 27.541 (la “Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva”), que declaró la emergencia pública en materia tarifaria y energética (entre otras), delegó en el Poder Ejecutivo Nacional una variedad de funciones para cumplir con los objetivos previstos en la norma. Entre ellas facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE por el término de un año.

En consecuencia, mediante el Decreto N° 277/2020, del 17 de marzo de 2020, se ordenó la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020 y se dispuso la suspensión de las funciones de los miembros del directorio a partir de su entrada en vigencia. Se designó como interventor a José Basualdo Richards, quien luego, en diciembre del 2020, fue reemplazado en sus funciones por María Soledad Marín.

Posteriormente por Decreto N° 1020/2020 del 16 de diciembre de 2020 se prorrogó por un año más la intervención del ENRE, plazo que, formalmente, finalizó el 31 de diciembre de 2021. Sin embargo, a la fecha, el ENRE continua bajo intervención.

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro creada por el Decreto N°1192/1992, sobre la base de la figura del Despacho Nacional de Cargas, según lo previsto en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA es responsable del despacho y la operación de la red nacional y la gestión de las transferencias económicas en el MEM. Sus accionistas poseen una participación del 20% cada uno y son los siguientes (i) Estado Nacional; (ii) la asociación que representa las empresas de generación; (iii) la asociación que representa las empresas de transmisión; (iv) la asociación que representa las empresas de distribución; y (v) la asociación que representa los GU.

La Secretaría de Energía posee y ejerce los derechos de las acciones estatales de CAMMESA por intermedio de la SE. Actualmente, el señor Darío Martínez, Secretario de Energía, es el presidente y director de CAMMESA.

A pesar de que CAMMESA no es una compañía con participación mayoritaria estatal; (i) generalmente recibe los fondos del Estado, (ii) tiene un propósito público; y (iii) numerosas decisiones se toman a base a las instrucciones de la SE. En mayor profundidad, a partir de la Resolución SE 2022/2005, CAMMESA está sujeta, por parte de la SE, a (a) instrucciones regulatorias; (b) mandatos regulatorios; y (c) instrucciones por cuenta y orden.

CAMMESA funciona como la entidad encargada de despacho, y es responsable por el despacho de energía y el funcionamiento de la red, así como el manejo de las transacciones económicas del MEM. En este sentido, actúa principalmente como intermediario al recolectar las sumas de dinero de los deudores del sistema (es decir, de distribuidores y GU) y los entrega a los acreedores (es decir, los generadores). Por lo general, lo obtenido de distribuidores y GU no es suficiente para pagar las deudas, por lo tanto, el Gobierno Nacional cancela las deudas a través de fondos gubernamentales y subsidios. Asimismo, esta compañía interviene en la compraventa de energía eléctrica en el extranjero; compra y administra combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución SE N° 95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE N° 529/2014 y sus modificatorias); controla la operación del mercado a término en base a las necesidades y con el fin de optimizar el uso de la energía; y se encarga del envío de electricidad al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"), maximizando la seguridad y calidad de la electricidad y minimizando los precios.

CAMMESA es administrada por un directorio formado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA está compuesto por diez directores titulares y diez directores suplentes. Cada una de las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU tiene derecho a designar a dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el director de la SE, quien es a su vez presidente del directorio en virtud de la delegación de la SE, y un miembro elegido conjuntamente entre la SE y los representantes a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto favorable del presidente del directorio. Los costos operativos de CAMMESA se financian a través de aportes obligatorios de los agentes del MEM.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular los sistemas eléctricos bajo jurisdicción provincial, dentro de sus respectivos territorios, y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de electricidad provincial dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al SADI, también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen instituciones similares (excepto por el rol de CAMMESA). Por otra parte, es muy poco habitual que existan sistemas eléctricos provinciales aislados y la mayor parte de los actores provinciales se conectan al SADI y compran y venden electricidad en el MEM.

Participantes Clave

La Ley N° 24.065 enunció a los participantes clave que interactúen en el MEM. Los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios son agentes del MEM. Los comercializadores son considerados participantes, si bien no alcanzan la categoría de agente del MEM. La generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés general en la medida que esté afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo. En tal sentido, de acuerdo con el Decreto 1398/1992, la actividad de generación de energía eléctrica, por responder al libre juego de la oferta y la demanda, debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Generadores

Los generadores son empresas que operan y son dueños de centrales de generación de electricidad y que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI.

Dentro del MEM la actuación de un Generador es: (a) Física, como responsable de la operación central; (b) Comercial, como vendedor en el Mercado Spot y en el Mercado a Término de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como las compras que efectúe en el Mercado Spot para cumplir con ventas contratadas en el Mercado a Término, los cargos de transporte, y el cargo por gastos del Organismo Encargado del Despacho ("OED"), y recibiendo los ingresos que resulten de esta comercialización.

Por su parte, los generadores están sujetos a las normas de programación y despacho establecidas en las resoluciones y administradas por CAMMESA. Los generadores privados también pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con GU. Sin embargo, esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N° 95/2013, que aún está vigente, con excepción del Programa de Energía Plus y los contratos de suministro de energía renovable.

Para diciembre del 2019, la potencia instalada de Argentina reportada por CAMMESA era de 39.719 MW. En mayor profundidad las empresas de generación térmica generaron 80.137GWh (59,8%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 35.370GWh (26,4%), las empresas de generación nuclear generaron 7.927 (5,9%) y las de generación de energía renovable generaron 7.728 (5,8%). En 2020, por otra parte, las empresas de generación térmica generaron 82.336 GWh (61,4%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 29.093 GWh (21,7%), las empresas de generación nuclear generaron 10.011(7,5%) y las renovables, 12.737 GWh (9,5%). En 2019, las importaciones ascendieron a 2,746 GWh y las exportaciones a 261.2 GWh. Por su parte, en 2020, la importación decreció comparativamente al 2019, a 1,204 GWh, y la exportación aumentó a 3,089 GWh. Luego, para diciembre 2021, la potencia instalada reportada por CAMMESA fue de 42.989 MW. En particular, la energía generada por empresas de energía térmica fue de 90.073 GWh (63,15%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 24.116 GWh (16,9%), las empresas de generación nuclear generaron 10.170 GWh (7.13 %), y las de generación de energía renovable generaron 17.435 GWh (12,23%).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión del Poder Ejecutivo Nacional para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión del Poder Ejecutivo Nacional, en tanto se trate del aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios. A pesar de que las provincias son las dueñas de los afluentes en cuestión, es el Estado nacional quien tiene jurisdicción sobre aquel en todo lo atinente a su aprovechamiento hidroeléctrico.

Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 30 años) cuando el dique es propiedad del Estado Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción a favor del concedente de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

Transportistas

El transporte de energía eléctrica es una actividad caracterizada como servicio público. Las empresas transportistas tienen una concesión del Estado Nacional para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista hasta los distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STEEAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal ("STEEDT"), que opera a 132/220 kV y conecta a los generadores, distribuidores y GU dentro de la misma región. La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. ("Transener") es la única compañía a cargo del STEEAT, y existen seis compañías regionales dentro del STEEDT (Litsa, Transnoa, Transnea, Transpa, Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A.

(“Transba”) y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STEEAT o del STEEDT.

Los servicios de transporte y distribución se llevan a cabo a través de concesiones. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la ampliación del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el ENRE. Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro. Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por ellos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un “Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública”. Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar libre acceso a todos aquellos terceros que quieran ingresar al SADI siempre y cuando cumplan con el sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.

Distribuidores

La distribución de energía eléctrica también es una actividad caracterizada como servicio público. Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los usuarios finales, y deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, por una tarifa (VAD) y en virtud de condiciones establecidas en el Marco Regulatorio de la Electricidad y su respectivo contrato de concesión. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (“SEGBA”) (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“EDENOR”), Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (“EDESUR”) y Empresa Distribuidora La Plata (“EDELAP”) representan más del 41% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe y Energía de Misiones) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas. Por su parte, EDELAP fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (“OCECBA”) supervisa el cumplimiento por parte de los distribuidores de la Provincia de Buenos Aires, incluidos Eden, Edes y Edea, así como los distribuidores municipales, de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión.

Se otorgaron concesiones de distribución y venta minorista, con términos específicos para el concesionario establecidos en el contrato. Los períodos de concesión se dividen en “períodos de administración” que le permiten al concesionario abandonar la concesión en determinados intervalos.

Grandes Usuarios del MEM

El MEM clasifica a los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores (“GUMA”), (2) Grandes Usuarios Menores (“GUME”) y (3) Grandes Usuarios Particulares (“GUPA”).

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras para satisfacer su demanda de energía. Por ejemplo, los GUMA están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de abastecimiento y el resto en el mercado spot, mientras que los GUME y GUPA están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de abastecimiento.

Comercializadores

Por último, la Ley N° 24.065 considera la existencia de los comercializadores, quienes realizan la compra o venta de energía eléctrica para terceros y por cuenta y orden de terceros en el MEM.

Recién a través del Decreto 186/1995 el Poder Ejecutivo Nacional reconoció la calidad de participante del MEM a (artículo 5°): (i) las empresas que obtengan autorización de la SE para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales; (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque; y (iii) las empresas que, sin ser agentes del

MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica. A través de la Resolución N° 21/1997, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de participantes del MEM, y el régimen de comercialización del MEM (actualmente Anexos 31 y 32 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) que -entre otras- cosas establece para actuar como comercializador del MEM es necesario no ser agente reconocido del MEM. El comercializador puede realizar transacciones en el MEM una vez que adquiera la calidad de participante del MEM (artículo 1°, Decreto N° 186/1995). La actuación del comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas. La empresa habilitada expresamente como Comercializador del MEM puede llevar a cabo las siguientes funciones dentro del MEM: (i) comercialización de generación; (ii) comercialización de demanda; (iii) comercialización de importación y exportación; (iv) comercialización de regalías.

Límites y restricciones

A los fines de preservar la competencia en el mercado de la electricidad, los participantes del sector de electricidad se encuentran sujetos a restricciones verticales y horizontales, dependiendo del segmento del mercado en el cual operan.

Restricciones verticales

Las restricciones verticales se aplican a empresas que tienen la intención de participar simultáneamente en distintos sub-sectores del mercado de la electricidad. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley N° 24.065 y se aplican de modo diferente dependiendo de cada sub-sector de la siguiente manera:

Generadores

- (i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ningún generador, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o controlante de una empresa transportista; y
- (ii) En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, dado que una empresa distribuidora no puede ser propietaria de unidades de generación, el titular de unidades de generación no puede ser propietario de concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas del generador de electricidad pueden ser propietarios de una entidad que sea titular de unidades de distribución, ya sea por sí o a través de otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de distribución.

Transportistas

- (i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa transportista, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa de generación;
- (ii) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa transportista, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa de distribución; y
- (iii) En virtud del artículo 30 de la Ley N° 24.065, las empresas transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Distribuidores

- (i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa de distribución, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa transportista; y
- (ii) En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, una empresa de distribución no puede ser propietaria de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de la empresa distribuidora de electricidad pueden ser propietarios de unidades de generación, ya sea por sí

o a través de cualquier otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de generación.

Definición de control

El término “control” mencionado en el artículo 31 de la Ley N° 24.065 (que establece restricciones verticales), no se encuentra definido en el Marco Regulatorio de la Electricidad. No obstante, el artículo 33 de la Ley General de Sociedades establece que “*se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.*” Sin embargo, no podemos asegurar que los entes reguladores de la electricidad aplicarán este estándar de control al implementar las restricciones descriptas precedentemente.

El marco regulatorio descripto precedentemente prohíbe la titularidad o el control en forma simultánea de (1) empresas de generación y de transporte, y (2) empresas de distribución y de transporte.

Restricciones horizontales

Además de las restricciones verticales descriptas precedentemente, las empresas de distribución y transmisión se encuentran sujetas a restricciones horizontales, tal como se describió más arriba.

Transportistas

- (i) De conformidad con el Artículo 32 de la Ley N° 24.065, dos o más empresas transportistas pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa transportista pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte de electricidad;
- (ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan líneas de transporte con una capacidad mayor a 132Kw y menor a 140Kw, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión; y
- (iii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por la empresa privada que opera los servicios de transporte de alta tensión con una capacidad igual o mayor a 220 Kw, la empresa debe prestar el servicio en forma exclusiva y tiene derecho a prestar el servicio en todo el país, sin restricciones territoriales.

Distribuidores

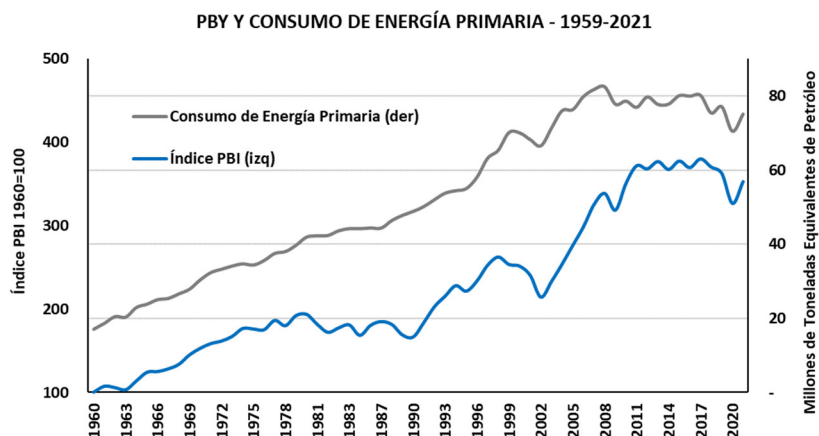
- (i) Dos o más empresas de distribución pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo económico sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte o distribución de electricidad; y
- (ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

Estructura Energética Argentina

Características estructurales del Sector Energético

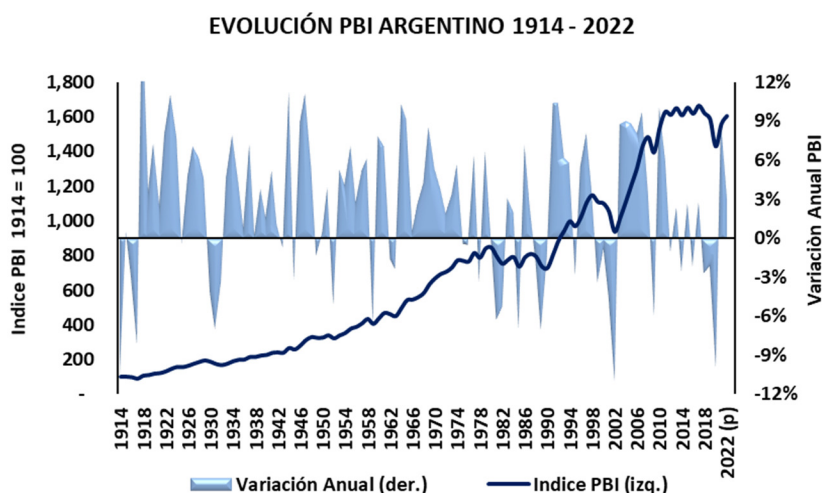
La demanda y consumo energético en la Argentina mantiene un coeficiente de correlación positivo con el Producto Bruto Interno, que significa que a mayor crecimiento económico la demanda energética consolidada de todos los productos energéticos también se incrementa. La evolución inversa también se cumple 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% desde 1959 hasta 2021¹, y un promedio anual normalizado de solo 0.6% anual desde la Gran Crisis de 2002. La importante caída de consumo energético y del PBI en 2020 de -6.6% y -9.9% respectivamente, tuvo una reversión relevante en 2021 con estimados de +6.6% y +9.0%. La relevancia de la recuperación es importante, máxime cuando se concentra principalmente desde mediados de 2021. No obstante, el consumo energético tiene una evolución pobre en la última década.



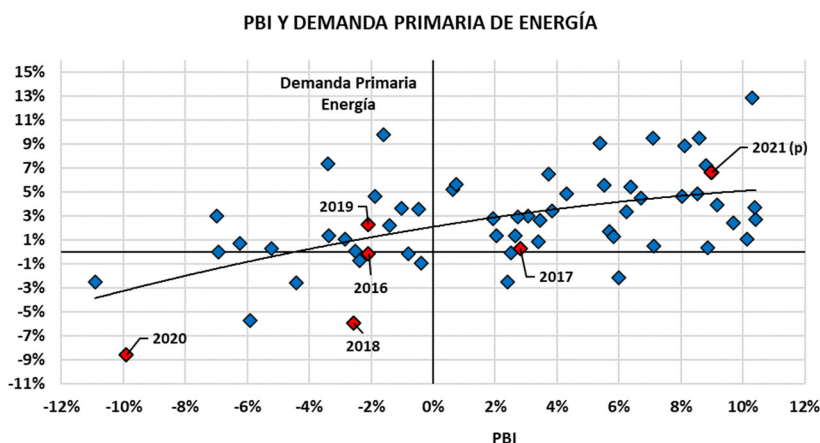
En 2018 la recesión económica – con contracción de -2.6% respecto al buen nivel económico de 2017 con +2.8% - y meses de verano con temperaturas inferiores a las del año previo, tuvieron impacto en la demanda de energía que se redujo 6.0% respecto a 2017. En 2019 pese a la nueva caída del PBI de -2.1% respecto a 2018, se produjo un incremento en el consumo energético de 2.2% respecto a 2018 influido por tarifas de gas y electricidad congeladas desde inicios de año, y precios de combustibles congelados desde agosto 2019.

Las consecuencias derivadas de las medidas de restricción impuestas para contener los efectos de la pandemia COVID 19 desde marzo 2020, impactaron en forma contundente en la economía argentina. Durante 2020, la crisis económica debido a las medidas de aislamiento derivó finalmente en una contracción económica histórica de -9.9%. La reducción en el consumo energético también fue histórica, con contracción de -8.6% pese a las bajas temperaturas del invierno en relación con invierno 2019.



¹ Datos oficiales de Secretaría de Energía desde 1959 a 2020, y estimación para 2021.

La economía se recupera con crecimiento estimado en +9.0% anual según consultoras especializadas en análisis económico. Según estimaciones, para el consumo de energía en 2021 se muestra fuerte incremento de +6.6% con temperaturas dentro de parámetros históricos en meses de verano y de invierno.



La reducción en el consumo de energía primaria de los últimos años hasta el inicio de la pandemia en 2020 que se resalta en el gráfico anterior, culmina el proceso de estancamiento económico que se verifica desde 2011. Entre 2016 y 2018, el estancamiento en el consumo energético fue influido por el proceso de recomposición de tarifas de gas y electricidad. Este impacto fue superado por la crisis económica histórica de 2020, evidenciando de algún modo que la evolución de la economía impacta de modo más decisivo en este el consumo energético. Por esto, sería de esperar que las tarifas energéticas se recompongan cuando se reanude el crecimiento económico del país, ya que la política de ajuste tarifario no necesariamente influye decisivamente en la marcha económica.

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 con alternancia entre años positivos y negativos de similar nivel, redujo las tasas de crecimiento del consumo energético que se habían mostrado aumentos importantes por sobre la media histórica entre 2003 y 2011. Probablemente los niveles tarifarios de combustibles, gas y electricidad deprimidos de aquellos años hayan incentivado el consumo energético en este periodo, aunque probaron ser insostenibles para la macroeconomía argentina.

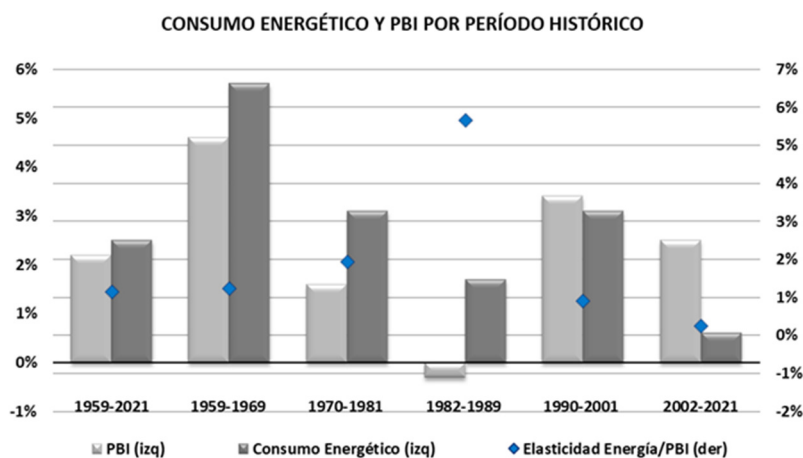
La elasticidad del consumo energético en relación con el PBI en los últimos dos grandes ciclos político-económicos – década de 1990 y de 2000-2020 - es inferior a décadas previas. Las restricciones a la demanda energética por suministro insuficiente, y la necesidad de importar energía para complementar la oferta doméstica, tuvieron impacto en la economía y en el sector Industrial en particular.

Si existiera un proceso de crecimiento económico sólido en el futuro, sin dudas la necesidad de abastecimiento energético sería creciente y mayor a la de los últimos veinte años.

CA

PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2021	2.2%	2.5%	1.1
1959-1969	4.6%	5.7%	1.2
1970-1981	1.6%	3.1%	1.9
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.7
1990-2001	3.4%	3.1%	0.9
2002-2021	2.5%	0.6%	0.2

Las restricciones de abastecimiento de productos energéticos -tales como el gas natural- vigentes durante el último ciclo de crecimiento económico y hasta 2011, junto con el crecimiento moderado de demanda energética en términos amplios generaron problemas en el suministro efectivo de la demanda. La prioridad de abastecimiento de consumidores del segmento Residencial-Comercial de gas y electricidad, junto a la recuperación industrial de pequeña y mediana relevancia, dieron lugar a mayores restricciones y menor crecimiento del consumo energético de grandes consumidores.

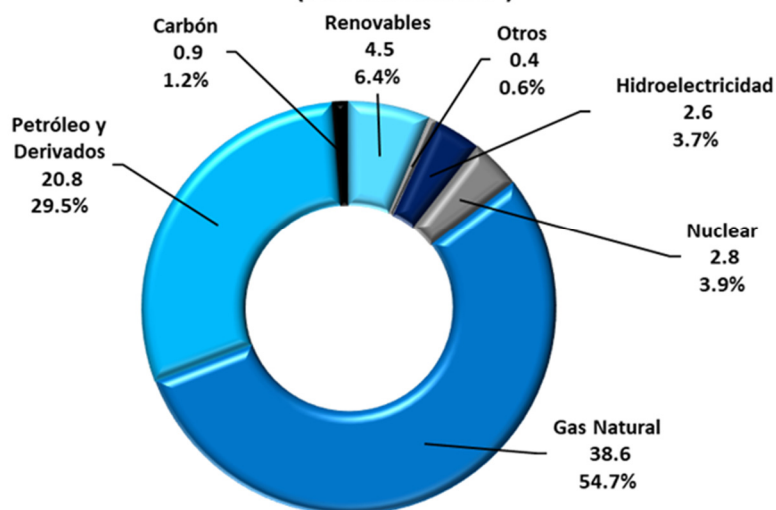


La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos, con 86,8% en 2016, 86,5% en 2017, 85,8% en 2018, 86,1% en 2019; y 85,4% en 2020.

Estimamos cambios poco significativos en 2021, probablemente en 86% debido a la reducción de oferta hidroeléctrica compensada solo parcialmente por el crecimiento de fuentes renovables en abastecimiento eléctrico.

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 de biodiesel y bioetanol en su producción de combustibles fósiles tales como gas oil y naftas, como también en la incorporación de decenas de plantas de generación eléctrica eólica y solar, especialmente en 2019, 2020 y 2021. Para 2022 y 2023, consideramos que el proceso de incorporación de plantas eléctricas de fuentes renovables se detendrá, y el rol de hidrocarburos fósiles aumentará levemente si aumenta el consumo energético -como consideramos que sucederá-.

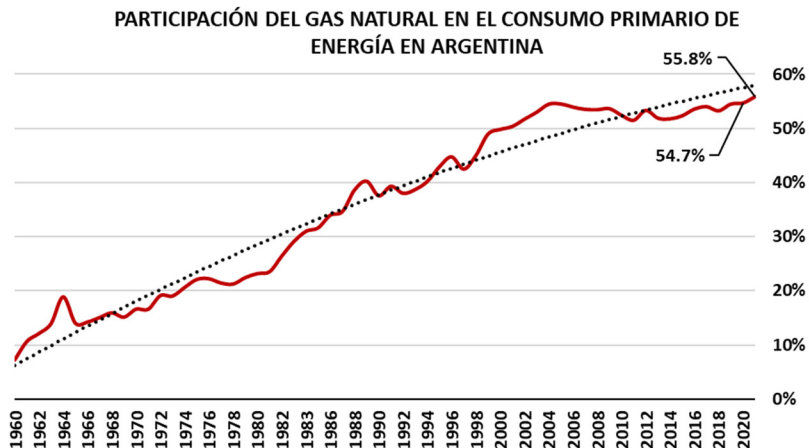
CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2020
(70.6 Millones TEP)



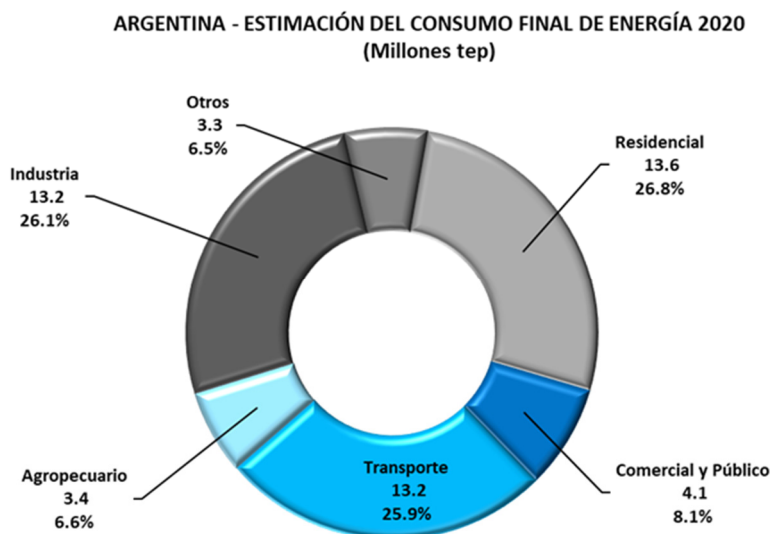
La característica estructural de tan alta dependencia de los derivados del petróleo y del gas natural se da en pocos países, y coincidentemente éstos suelen poseer grandes reservas de petróleo y gas. Si bien la Argentina no posee grandes reservas convencionales de petróleo y gas natural en relación con 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. Sin embargo, diferentes gobiernos han mantenido objetivos ambiciosos de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento eléctrico, limitados desde 2020 por escasez en el financiamiento y limitaciones de transmisión eléctrica.

La participación elevada del gas natural en el consumo energético primario – 53.2% en 2018, 54.5% en 2019, 54.7% en 2020 y un estimado de 55.8% en 2021 - fluctúa anualmente en función de las cantidades importadas de gas natural desde Bolivia y Gas Natural Licuado (GNL) de diverso origen; y producción local de distintas cuentas para satisfacer la demanda. A pesar de los incrementos en la producción local que se manifestaron plenamente en los inviernos del 2018 y especialmente del 2019, y de las importaciones, la demanda potencial de gas natural se encuentra aun parcialmente insatisfecha en invierno en los segmentos industrial y de generación termoeléctrica.

En el invierno del 2020 se evidenció una situación de mayor déficit de oferta por la importante reducción de producción comercial local de gas, que se mitigó parcialmente por la recuperación vigorosa de cuenca Neuquina en el invierno del 2021.



El Consumo Energético Final en la Argentina (esto es, el Consumo Primario Energético neto de las pérdidas en el sistema de producción y transporte de los productos primarios y de la transformación en productos energéticos finales), 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 GNL de África, o Venezuela.
- Adicionalmente, posee la particularidad que entre 55% y 56% del consumo primario interno de energía se basa en gas natural con participación relevante en el consumo, a pesar de las restricciones a la demanda potencial de este producto energético en invierno. La restricción de abastecimiento final de gas lleva a la sustitución por otros combustibles en generación eléctrica y algunas industrias, y a restricciones directas a la actividad industrial en algunas ramas industriales.
- Esta penetración del gas en el consumo energético es importante a nivel mundial y superada solamente por unos pocos países que tienen grandes producciones excedentes de gas natural.

- Reducción en la oferta energética local en gas natural y petróleo durante el 2020 e inicios de 2021, en consonancia con la reducción adicional de la demanda interna tras años de estancamiento. Se evidencia una fuerte reversión de esta tendencia desde mediados de 2021, con reversión de la oferta de hidrocarburos en la cuenca Neuquina, y reducción extendida en las restantes cuencas productivas de petróleo y gas del país.
- La reducción de inversión afectada por la crisis económica y sanitaria en 2020 llevó a la implementación de un plan de incentivos a la producción de gas lanzado a fin de 2020, que permitió detener el proceso de caída productiva y permitir la saturación de la capacidad de transporte de gas desde la cuenca Neuquina.
- A la demanda menor a la histórica que se produjo en 2020 en los segmentos Industrial, Transporte y Comercial tanto en gas como en electricidad, le sucedió una recuperación importante en 2021, que superó los últimos meses de 2019, previos a la pandemia.
- El congelamiento de tarifas de gas y electricidad dispuesto mediante los Decretos de Necesidad y Urgencia de diciembre de 2019 se extendió durante el 2020 y solo tuvo un ajuste de 9% en el primer semestre de 2021. La recuperación económica, junto al congelamiento tarifario y de precios de combustibles hasta enero 2022, reitera el proceso de aumento de demanda en el segundo semestre de 2021 e inicios de 2022.

Estructura de demanda y suministro de energía eléctrica

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

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.

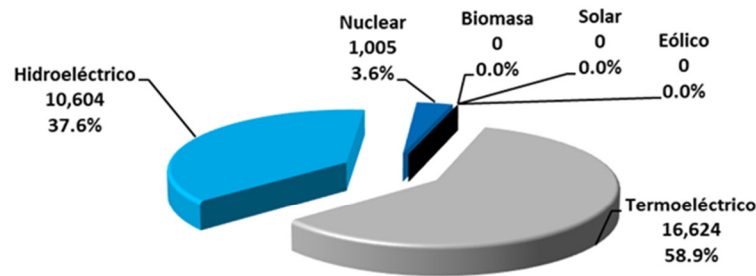
CAMMESA reporta la existencia de 42.989 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de 2021, con un incremento neto de 2,5% en 2021 equivalente a 1.038 MW, tras 5,7% de 2020 respecto al fin de 2019. Este incremento es menor a los 2.244 MW de 2020 tras 1.166 MW o 3,0% respecto a 2018 en la disponibilidad nominal 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, previo al verano 2021/2022 se encontraba en torno a 32.000 MW, incluyendo una reserva rotante del orden de 1.900 MW. Sin embargo, el brusco aumento de indisponibilidad en diciembre 2021 y enero 2022 llegó a cerca de 8.000-9.000 MW algunos días debido a la reducida remuneración que reciben las unidades que no cuentan con contratos a término, diversas unidades térmicas en mantenimiento y con limitaciones de combustibles, en adición a limitaciones a la disponibilidad técnica del parque nuclear y menor hidráulicidad en represas hidroeléctricas por grave sequía. Se estima que, en condiciones de adecuada remuneración al parque de unidades sin contrato, la disponibilidad se acerca a 32.000 MW.

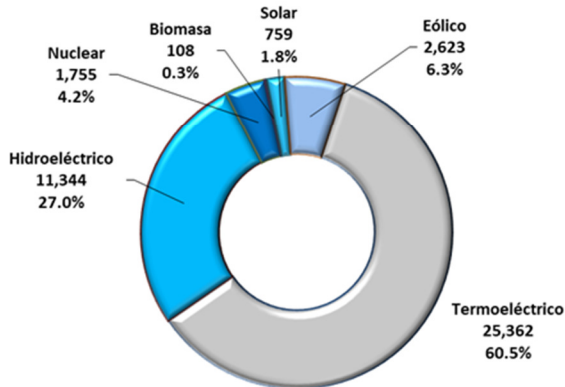
A diferencia de 2017 y 2018 en que se incorporaron una cantidad importante de unidades pequeñas de motores y unidades TG en respuesta a la contratación lanzada por la Resolución 21/2016, en 2019 comenzaron a incorporarse cierres de ciclos combinados o unidades TV en ciclos de cogeneración como el de CT Renova bajo Resolución 287/2017. En 2019 ingresaron unidades TG por solo 159 MW comparado con 1.254 MW en 2018; en 2020 se redujo el parque de unidades TG en 1.097 MW, principalmente por cierre de ciclos abiertos a ciclos combinados bajo la Resolución 287/2017. En 2019 se habían incorporado 210 MW en cierre de ciclos combinados comparado con 598 MW en 2018, y en 2020 el incremento fue sustancial con la adición de 1.875 MW en esta categoría de potencia.

En 2019 se produjo el ingreso sustancial de 1.128 MW nominales de fuentes renovables – principalmente eólicas – comparado con 709 MW en 2018, y en 2020 a pesar de restricciones operativas en la construcción, se incorporaron otros 1.407 MW renovables principalmente eólicas. No hubo incorporación de potencia nuclear, y la potencia nominal de centrales hidroeléctricas mejoró en 22 MW en 2019 y otro tanto en 2020 por repotenciación de algunos turbo-grupos. En 2020 se incorporaron algunas unidades TG a ciclos combinados, unidades renovables y retiro de unidades diésel y motores.

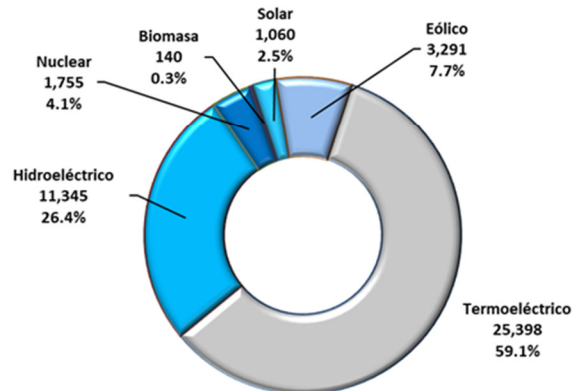
PARQUE NOMINAL BRUTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 2010 (MW)



PARQUE NOMINAL BRUTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 2020 (MW)



PARQUE NOMINAL BRUTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 2021 (MW)



Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales, entre ellas 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 gas natural y combustibles líquidos. Como usualmente la producción de estos combustibles existió en forma previsible y creciente en la Argentina, su provisión no representaba necesariamente un inconveniente restrictivo en el pasado. No obstante, esta política de incorporación de generación termoelectrica encontró restricciones de provisión de combustibles fósiles de producción local entre 2004 y 2014, en particular gas natural.

La crisis económica de 2002 había acelerado la tendencia a incorporar centrales termoelectricas por su menor monto de inversión nominal y menor plazo de puesta en operación. Durante la etapa de iniciativa e inversión privada tras la transformación del Sector Eléctrico en la década del 90, los inversores privados concentraron sus decisiones en generación termoelectrica, casi sin excepción.

Tras la crisis del régimen regulatorio del Sector Eléctrico en el 2002, las inversiones continuaron preponderantemente con intervención del Estado, expandiendo la oferta en generación termoelectrica. Además, el Estado reanudó en el 2004 las obras de la central hidroeléctrica Yacyretá, la cual fue completada – aunque su operación fuera de condiciones de diseño llevó a daño parcial en sus 20 turbo grupos –, y de la central nuclear Atucha II que estaba suspendida desde la década del 80 y fue completada entre 2002 y 2015.

El gobierno de Mauricio Macri lanzó, entre 2016 y 2019, 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 de 10 y 15 años de extensión con remuneraciones en Dólares Estadounidenses. Además, 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.

Los datos de las siguientes tablas destacan la oferta instalada nominal de generación de cualquier origen localizadas en el territorio nacional, independiente del hecho de estar vinculadas en un mismo sistema eléctrico o no.

Desde febrero de 2006, los datos del Sistema Patagónico se reportan dentro del Sistema Integrado Argentino, cuyos valores se encuentran incluidos en la tabla posterior. Hasta febrero de 2006, las unidades de generación de la Patagonia se encontraban desvinculadas del Sistema Argentino de Interconexión Eléctrica, y el detalle puede verse en la tabla siguiente.

Potencia Nominal Bruta Instalada Sistema Patagónico

POTENCIA NOMINAL BRUTA INSTALADA (Datos en MW a Diciembre de cada año)					
DATOS MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - SISTEMA PATAGÓNICO					
AÑO	TÉRMICO			HIDROELÉCTRICO	TOTAL OFERTA NOMINAL GENERACIÓN
	TG	CC	SUBTOTAL		
1992	254	0	254	540	794
1993	254	0	254	540	794
1994	254	0	254	540	794
1995	255	0	255	494	749
1996	331	0	331	494	825
1997	322	0	322	494	816
1998	322	0	322	519	841
1999	317	0	317	519	836
2000	258	0	258	519	777
2001	258	68	326	519	845
2002	196	63	259	519	778
2003	196	63	259	519	778
2004	196	63	259	519	778
2005	196	63	259	519	778

En el crecimiento de la Potencia Instalada Nominal de las últimas décadas predominan las unidades de generación termoeléctrica. El abastecimiento efectivo de la demanda estuvo signado por la oferta termoeléctrica, influida por períodos de mayor aporte hidroeléctrico.

La oferta hidroeléctrica creció 98.3% en 28 años desde 1992 debido a la incorporación de las centrales Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú en Comahue, y la paulatina incorporación de la central Yacyretá en el noreste. La oferta termoeléctrica creció 287.8% desde 1992, año en el que se desreguló el sistema eléctrico, con períodos de fuerte aceleración; y, por otro lado, el parque nuclear creció un 74.6%.

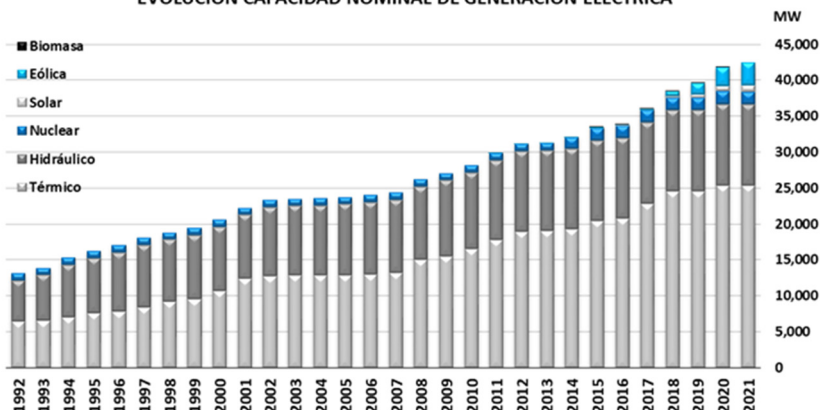
Potencia Nominal Bruta Instalada Sistema Integrado

DATOS MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - SISTEMA INTEGRADO											
AÑO	TÉRMICO					HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL OFERTA NOMINAL GENERACIÓN
	TV	TG	DI	CC	SUBTOTAL						
1992	4,857	1,518	82	84	6,541	5,721	1,005				13,267
1993	4,836	1,597	84	84	6,601	6,384	1,005				13,990
1994	4,836	2,128	84	84	7,132	7,309	1,005				15,446
1995	4,867	2,683	4	144	7,698	7,629	1,005				16,332
1996	4,783	2,943	4	144	7,874	8,230	1,005				17,109
1997	4,752	3,143	4	550	8,449	8,748	1,005				18,202
1998	4,548	3,161	4	1,513	9,226	8,668	1,005				18,899
1999	4,515	2,698	4	2,365	9,582	8,925	1,005				19,512
2000	4,515	2,032	4	4,238	10,789	8,925	1,005				20,719
2001	4,515	2,039	4	5,856	12,414	8,925	1,005				22,344
2002	4,521	2,223	4	6,271	12,812	9,586	1,005				23,403
2003	4,521	2,339	4	6,296	12,953	9,628	1,005				23,586
2004	4,526	2,317	4	6,299	12,927	9,699	1,005				23,631
2005	4,496	2,277	4	6,299	12,882	9,939	1,005				23,826
2006	4,463	2,264	4	6,363	13,094	10,009	1,005				24,108
2007	4,573	2,359	26	6,363	13,245	10,226	1,005				24,476
2008	4,438	3,512	267	6,935	15,065	10,233	1,005				26,303
2009	4,438	3,744	398	7,046	15,524	10,604	1,005				27,133
2010	4,438	3,588	607	8,185	16,624	10,604	1,005				28,233
2011	4,445	3,493	1,131	8,725	17,794	11,135	1,005		1	7	29,942
2012	4,451	4,036	1,347	9,191	19,025	11,175	1,005		6	109	31,320
2013	4,451	4,061	1,388	9,191	19,091	11,176	1,010		8	162	31,447
2014	4,451	4,309	1,415	9,191	19,366	11,178	1,525		8	187	32,264
2015	4,451	4,981	1,784	9,227	20,443	11,178	1,730	17	8	187	33,564
2016	4,451	5,251	1,834	9,227	20,764	11,240	1,755	17	8	187	33,971
2017	4,451	6,006	2,003	10,436	22,896	11,243	1,755	22	8	227	36,150
2018	4,451	7,237	1,808	11,034	24,531	11,288	1,755	23	191	750	38,538
2019	4,251	7,411	1,653	11,245	24,560	11,310	1,755	46	439	1,609	39,719
2020	4,251	6,298	1,693	13,120	25,362	11,344	1,755	108	759	2,623	41,951
2021	4,251	5,956	1,688	13,503	25,398	11,345	1,755	140	1,060	3,291	42,989

Capacidad Nominal de Generación

La Potencia Instalada Nominal está concentrada en la generación termoeléctrica, aunque el nivel de indisponibilidad de la misma es relativamente elevado en relación con otras fuentes de generación, a excepción de la nuclear que evidencia indisponibilidad recurrente por mantenimientos programados e intempestivos. 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 el que las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible.

EVOLUCIÓN CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA



Potencia instalada a diciembre 2020 y su evolución a 2021:

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%
% TÉRMICOS	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%	

CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2021												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/ BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,141	307			2,106	4.9%
COMAHUE	0	501	1,490	96	2,087	0	4,769		253	2	7,111	16.5%
NOA	261	725	1,945	349	3,280	0	220	693	158	5	4,356	10.1%
CENTRO		626	789	51	1,466	648	919	61	128	18	3,240	7.5%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,693	8,594	848	17,005	1,107	945		1,177	44	20,278	47.2%
NEA	0	12	0	305	317	0	2,745			71	3,133	7.3%
PATAGONIA	0	286	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.4%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,957	13,503	1,689	25,400	1,755	11,346	1,061	3,291	140	42,993	100.0%
% TÉRMICOS	16.7%	23.5%	53.2%	6.6%	100.0%							
% TOTAL					59.1%	4.1%	26.4%	2.5%	7.7%	0.3%	100.0%	

Se estima que, al fin de 2021 e inicios de 2022, 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 pudo ser utilizada en toda su magnitud durante la ola de muy altas temperaturas de enero 2022

debido a la preocupante indisponibilidad operativa y técnica por baja remuneración al parque que despacha en condición spot.

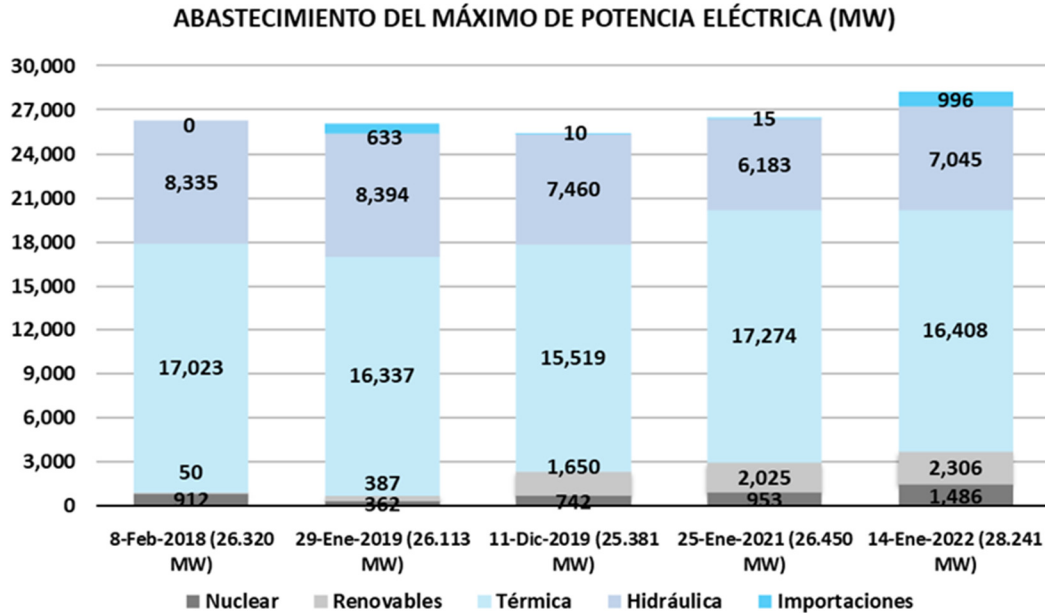
El récord de demanda de potencia para un Día Hábil del lunes 25 de enero 2021, fue superado con sucesivos registros máximos el 29 de diciembre 2021, pero especialmente en los días de temperaturas máximas de más de 41°C en CABA y mayores en Santa Fe, en una ola de calor en la región central del país.

El último registro máximo se dio finalmente el viernes 14 de enero de 2022 con incremento de 6,7% (4.108 MW de aumento) respecto al del 25 de enero de 2021, alcanzando 28.231 MW con restricciones forzadas y programadas de difícil estimación. El sábado 15 de enero de 2022 también de muy alta temperatura se superó el récord de consumo de potencia para un día sábado con nada menos que 26.719 MW y un aumento extraordinario de 18,2% (4.108 MW de aumento) respecto al que se mantenía desde el 23 de enero de 2021.

La ola de calor llevó a que se superaran los registros de consumo de energía diaria. El viernes 14 de enero de 2022 se superó el récord de demanda de energía para un día hábil con 575.9 MWh, un 5,8% mayor al de enero de 2019. El sábado 15 y domingo 16 de enero de 2022 se superaron los registros de energía para fines de semana con 559.0 MWh y 478.9 MWh respectivamente.

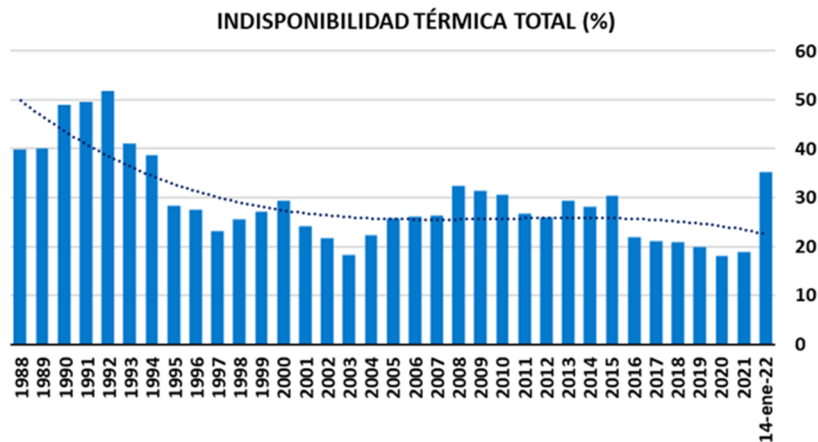
EVOLUCIÓN RECIENTE DE RECORDS DE CONSUMO ELÉCTRICO						
DÍA	RECORDS ANTERIORES		RECORDS ACTUALES		VARIACION	MW
	POTENCIA (MW)					
Sábado	23-ene-21	22,611	15-ene-22	26,719	18.2%	4,108
Domingo	27-dic-15	21,973	27-jun-21	23,301	6.0%	1,328
Día Hábil	25-ene-21	26,450	14-ene-22	28,231	6.7%	1,781
DÍA	ENERGÍA (GWh/d)				VARIACION	GWh
Sábado	30-dic-17	478.4	15-ene-22	559.0	16.8%	80.6
Domingo	24-ene-21	457.8	16-ene-22	478.9	4.6%	21.1
Día Hábil	29-ene-19	544.4	14-ene-22	575.9	5.8%	31.5

Como se mencionó, en enero de 2022 se alcanzaron registros máximos de potencia eléctrica, aunque sin excedentes de capacidad de generación, a diferencia de años pasados, debido a la extraordinaria indisponibilidad que se presentó: 8.191 MW térmicos, más 505 MW hidroeléctricos y 230 MW nucleares. Se destaca que esta indisponibilidad impidió mantener el registro récord del parque termoeléctrico en el despacho de 17.274 MW el 25 de enero de 2021, llegando a 16.408 MW el 14 de enero de 2022 con solo 411 MW en condiciones de disponibilidad remanente, los cuales no fueron utilizados para evitar posibles interrupciones imprevistas.



La escasez de reserva de generación eléctrica verificada en inviernos y veranos hasta 2016 fue resuelta con la incorporación de una cantidad importante de potencia. Durante los días fríos de los inviernos 2019 y 2020 se comprobó que la incorporación de nueva potencia eléctrica, que se acentuó tras el programa de inversiones desde 2016, modificó la situación con amplia capacidad disponible solo afectada por disponibilidad de combustibles. Sin embargo, la insuficiente remuneración de potencia y energía a unidades fuera de contrato a término, sumado a la finalización de contratos bajo regímenes anteriores, constituye un factor relevante en la acumulación de indisponibilidad de estas unidades que impidieron el abastecimiento confiable en enero 2022.

La indisponibilidad termoeléctrica, que había mejorado, no se sostuvo en enero 2022, ya que los generadores con unidades que no cuentan con contratos a término con CAMMESA no pudieron sostener las inversiones en mantenimiento necesarias que habían logrado hasta 2018/2019, años en los cuales había comenzado a reducirse la remuneración que perciben.



Los ingresos por diferentes conceptos incrementados entre 2016 y 2018 se utilizaron para mantener el parque en condiciones de disponibilidad y así recibir pagos por ella. A su vez, 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 había mejorado sensiblemente hasta 2021 con el ingreso de centrales nuevas. En 2021 se destaca la incorporación de la unidad de cogeneración de Terminal 6 en que

participa Central Puerto S.A., y la operación estable de la cogeneración de Renova en la que participa el Grupo Albanesi. En 2022 permanece en construcción el gran ciclo combinado de Ensenada de Barragán de Pampa Energía-YPF y el de Brigadier Lopez de Central Puerto.

Las empresas del Grupo Albanesi participaron de modo relevante en varias centrales con el cumplimiento de la incorporación de potencia en general en plazos convenidos con las nuevas unidades ingresadas. La última central de este proceso inversor fue la citada unidad de cogeneración Renova en 2021 (Central Térmica Cogeneración Timbúes).

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 determinadas ofertas.

El Grupo Albanesi incorporó MW en las siguientes centrales:

- La Central Térmica Ezeiza de GEMSA fue habilitada comercialmente en septiembre 2017, con dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW cada una, y una tercera turbina de 50 MW también incorporada en 2018.
- La Central Térmica Independencia de GEMSA obtuvo la habilitación comercial de una turbina Siemens SGT800 de 50 MW adicional en agosto 2017, y la segunda turbina adicional de similar potencia en 2018.
- La Central Térmica Riojana de GEMSA obtuvo la habilitación comercial de una nueva turbina Siemens SGT800 de 50 MW en mayo 2017, adicional a 40 MW existentes.
- La Central Térmica Modesto Maranzana de GEMSA incorporó 100 MW de potencia nominal en julio 2017, que se agregaron a 250 MW preexistentes.
- En la CTR se implementó el cierre a ciclo combinado incorporando una unidad turbo vapor de 60 MW en 2018 a la turbina a gas de 130 MW preexistente.
- La Central de cogeneración de la Central Térmica Cogeneración Timbúes de 172 MW en la provincia de Santa Fe, en asociación con Renova –productor de aceite y crushing de soja- que se encuentra en operación desde 2019 y a plena capacidad completa en 2021.

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 2 proyectos de cierre de ciclo para instalar 275 MW de nueva capacidad:

- Cierre de Ciclo por 154 MW en unidades turbo vapor en la CT Ezeiza, en Buenos Aires, en proceso de construcción (el financiamiento se obtuvo en julio de 2021).
- Cierre de Ciclo por 121 MW adicionales con unidades turbo vapor en la CT Modesto Maranzana, en Córdoba, en proceso de obtención de financiamiento.

Infraestructura Eléctrica

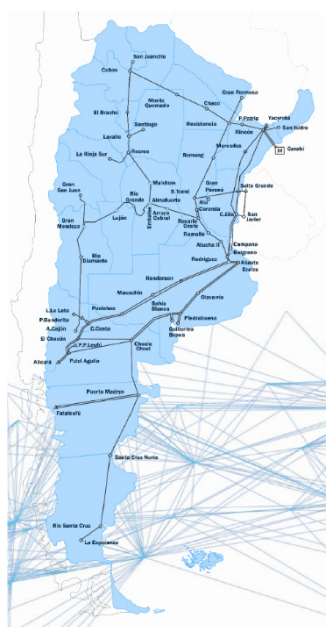
Existen tres grandes centros de oferta de generación eléctrica en la Argentina:

- Ciudad de Buenos Aires-GBA-Litoral (en Litoral se incluye Salto Grande)
- Comahue
- NEA

Históricamente, la oferta y la demanda eléctrica estaban vinculados por un sistema radial hacia Buenos Aires, con riesgos de inestabilidad en diversas regiones de reciente crecimiento de demanda con generación local insuficiente, como por ejemplo Cuyo, NOA en Salta, Centro y GBA. Durante la administración del 2002 al 2015 se realizaron grandes inversiones en una sustancial expansión del sistema de

transmisión eléctrica en 500 kV con un tendido periférico de líneas de extra alta tensión en 550 kV que posiblemente no posean razonabilidad económica inmediata, pero que sí la tendrán en el largo plazo:

- NOA-NEA
- Nueva línea Litoral-Buenos Aires
- Comahue-Cuyo
- Patagonia Sur



En la administración del 2015 al 2019 no se realizaron nuevas grandes líneas de transmisión eléctrica de alta tensión, ni tampoco en 2020 y 2021 durante la nueva administración, debido a la restricción financiera que afecta al país. La inversión se ha concentrado en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión de menor tensión para reforzar el abastecimiento a ciertas regiones del país, tales como el noreste, el noroeste, y la provincia de Buenos Aires, o para dar acceso a ciertos proyectos eólicos en Pico Truncado, Santa Cruz, por ejemplo.

La ocurrencia de un black out general el 16 de junio de 2019 dejó sin suministro eléctrico a todo el país e incluso afectó a países vecinos con quienes existen interconexiones, en un evento que nunca antes había ocurrido. La nueva administración expresó su intención de construir algunas líneas, las cuales se intentaron licitar en 2019, aunque la crisis financiera en la que se encuentra la Argentina aun impide la iniciativa. Recientemente, la Subsecretaría de Energía anunció durante los cortes de suministro en CABA-GBA en enero 2022, la construcción de líneas de transmisión y nuevas subestaciones con empresas de China en el acceso al Gran Buenos Aires, aunque no se difundieron detalles técnicos.

Es necesario construir algunas líneas que alivien la congestión que sitúa al límite a las líneas existentes en el eje de la región Centro-Litoral-GBA, además de algunas líneas menores en la provincia de Buenos Aires y Santa Fe. Asimismo, si el gobierno decidiera convocar a licitación, con el objetivo de continuar incorporando nuevas unidades de origen renovable, será imprescindible ampliar o construir nuevas líneas de transmisión desde la Patagonia, desde el sur de Buenos Aires, y desde el noroeste, ya que la capacidad actual es insuficiente, inclusive para dar espacio a centrales renovables que se incorporaron en los últimos años. Varias unidades de generación renovable no pueden despachar simultáneamente por la insuficiente capacidad de transmisión en algunas líneas a las que se encuentran conectadas en el noroeste y la Patagonia.

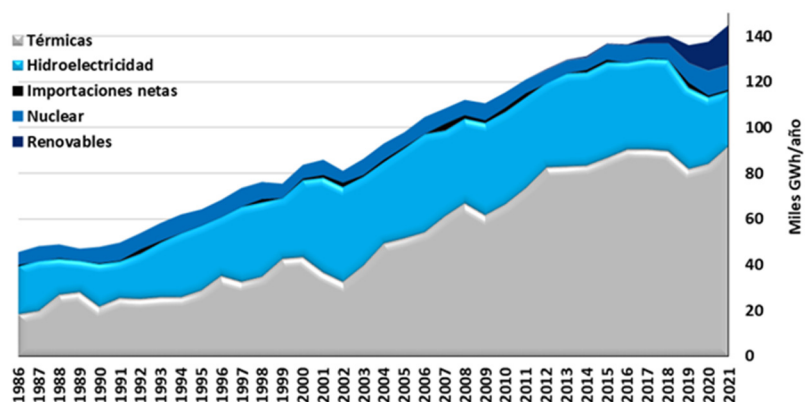
El incremento de la oferta de generación eléctrica desde 1992 se concentra en un 31,6% en el período de 1992 a 2001, en que se instrumentó una transformación profunda del Sector Eléctrico. No obstante, el desaceleramiento pronunciado tras la interrupción del régimen contractual y regulatorio de 2002 y la crisis eléctrica de 2007 motorizaron diversos proyectos de generación, con fuerte intervención y financiamiento estatal. Es importante señalar que existió incorporación de potencia de generación relevante en el período 2002-2015 -en especial desde 2008-, la cual constituye el 37,2% del total incorporado desde 1992, en base a inversiones con fondos estatales, sin dinamismo relevante del capital privado, a excepción de los programas de Energía Distribuida y Energías Renovables. En los últimos cinco años, entre 2016 y 2021, la potencia incorporada asciende a 9.426 MW, con un importante 32,6% del total adicionado desde 1992.

INCREMENTO OFERTA NOMINAL (MW) - DATOS NOMINALES							
PERÍODO	TÉRMICO	HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	EÓLICA SOLAR	TOTAL PERÍODO	DISTRIBUCIÓN POR REGIMEN REGULATORIO
1992-2021	18,603	5,084	750	140	4,351	28,928	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	31.6%
2002-2015	7,703	1,734	725	17	195	10,375	35.9%
2016-2020	4,955	167	25	123	4,156	9,426	32.6%

Tanto en el período de libertad de mercado – de 1992 a 2001 – como en el de intervención en el mercado - desde 2002 a 2015 -, y en la administración 2016-2019, con contratos con CAMMESA, la expansión se concentró en la generación termoeléctrica. Es en esos tres años, entre 2016 y 2019, en los cuales se gesta la incorporación futura de unidades de fuentes renovables. En 2018, 2019, 2020 y 2021 irrumpieron las fuentes de origen renovable, de proyección remanente pendiente de incorporación también para 2022, aunque significativamente más limitado que en años previos.

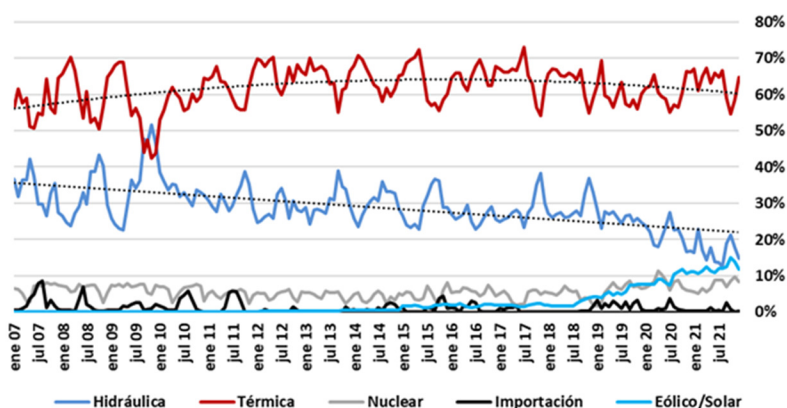
La Demanda Bruta de Electricidad para mercado interno y externo – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de generación rotante –, ha visto crecer el suministro termoeléctrico en forma notoria en las últimas décadas, acompañado con un suave 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

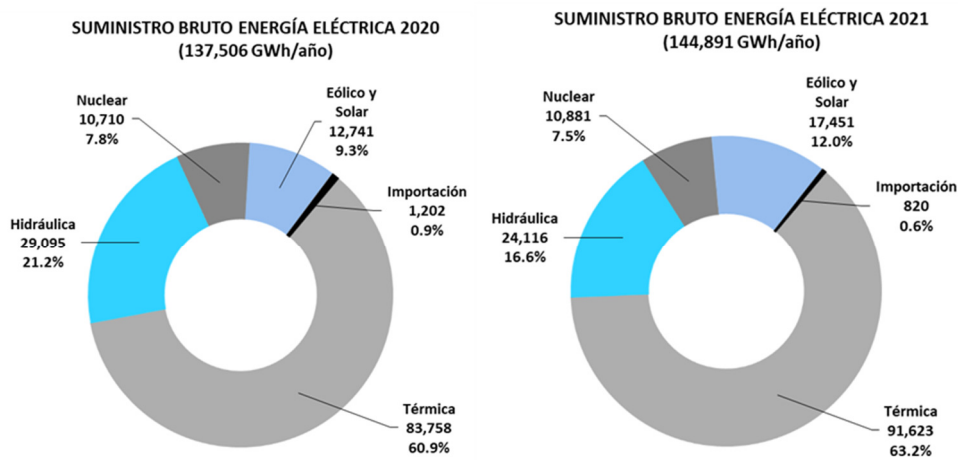


La oferta hidroeléctrica varía considerablemente entre los diferentes meses del año, y entre diferentes años: 2021 es el año de menor aporte hidroeléctrico desde 1993, a pesar de la mayor potencia nominal hidroeléctrica que en aquel año. Asimismo, varía entre años debido a la mayor o menor oferta de lluvias en el nordeste, o de lluvias y nieve en el Comahue, Cuyo, y noroeste, en menor medida

GENERACIÓN BRUTA MENSUAL DE ENERGÍA



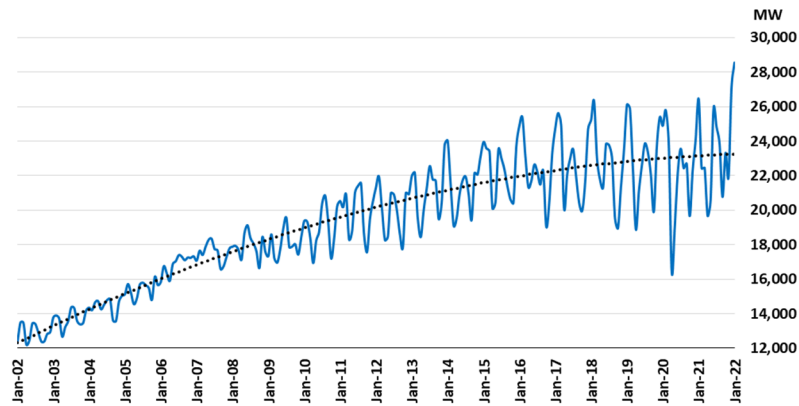
La excelente participación del sector hidroeléctrico alcanzada entre el invierno 2009 e inicios de 2010 – con participación de hasta el 50% –, debe ser considerada como una situación inusual en la Argentina, con minimización en la importación de combustibles para generación térmica. Esta situación de excepcional oferta hidroeléctrica no se repitió desde entonces y, por el contrario, hubo años con sequías pronunciadas que encarecieron el suministro eléctrico. Los años 2017 y 2018 contaron con buen nivel de generación hidroeléctrica, reduciéndose considerablemente desde 2019, con una contracción de -11,5% y un -17,7% adicional en 2020. La extraordinaria sequía simultánea en Comahue, Noreste, y Cuyo en 2021 llevaron a una nueva reducción de -17,1% en la oferta hidroeléctrica de 2021 en relación con 2020, y -39,6% respecto a 2018. La sequía se extiende al inicio de año y probablemente continúe hasta el invierno 2022.



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 repunte de 1,2% respecto a 2019, aunque la demanda del mercado interno se redujo. La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía, tales como 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. En 2020, el efecto de las medidas para controlar la pandemia COVID 19 produjeron una reducción de demanda, especialmente en los segmentos industrial y comercial.

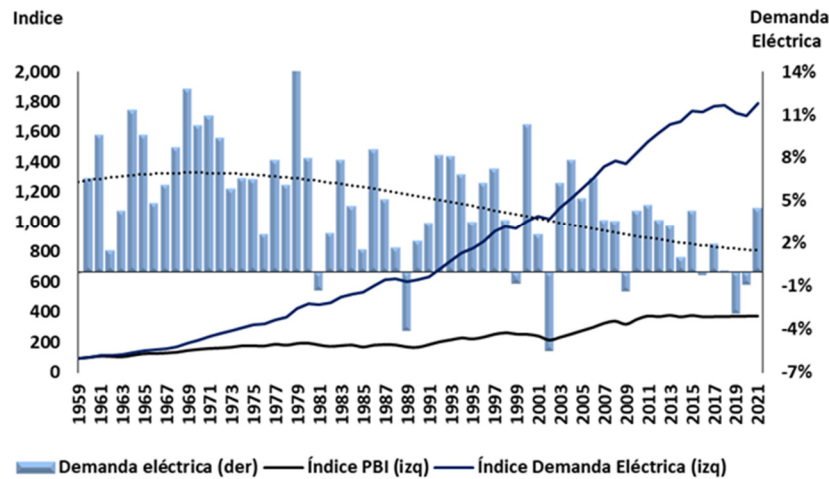
La demanda interna bruta de electricidad se redujo -2,9% en 2019, y -1,0% en 2020. La reactivación económica de 2021 con apertura de actividades llevó a una expansión de la demanda interna importante de +4,9%. Si se computan las exportaciones eléctricas -a Brasil principalmente-, la expansión de demanda agregada fue +5,4% en 2021, tras +1,1% de 2020.

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA (ESTIMACIÓN SIN CORTES)

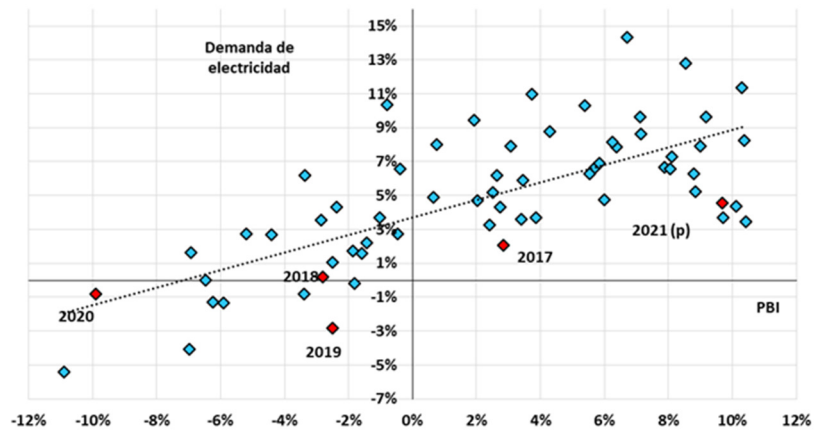


La correlación entre evolución del PBI y demanda eléctrica muestra una dispersión importante, aunque puede concluirse que, ante reducción fuerte del PBI, la demanda eléctrica cae relativamente poco. Igualmente, debe considerarse que, en un entorno de crecimiento económico bajo, la demanda eléctrica crece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

VARIACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA Y PBI



PBI Y DEMANDA ELÉCTRICA NETA



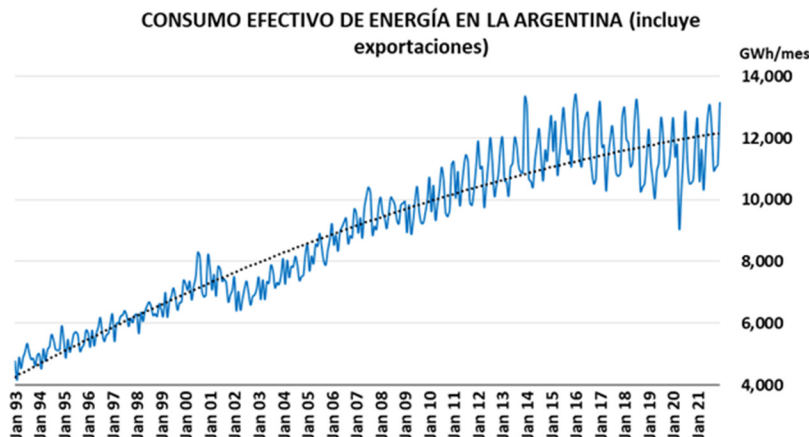
CAMMESA divide a la Argentina en regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de las características socioeconómicas y de la integración de cada subsistema eléctrico.

La demanda se localiza muy concentrada en el área CABA-Gran Buenos Aires-Litoral, que reunía el 61,4% de la demanda eléctrica total del país en 2020. Estimamos cambios menores en 2021 y una participación de 62% al reabrirse actividades, principalmente en el Gran Buenos Aires. Si bien las tasas de crecimiento en otras regiones tales como Noroeste, Comahue y Patagonia son superiores al resto de las regiones del país, los cambios de la presente estructura no serán materiales en el futuro, por lo cual las inversiones de abastecimiento eléctrico se concentrarán en estas regiones.

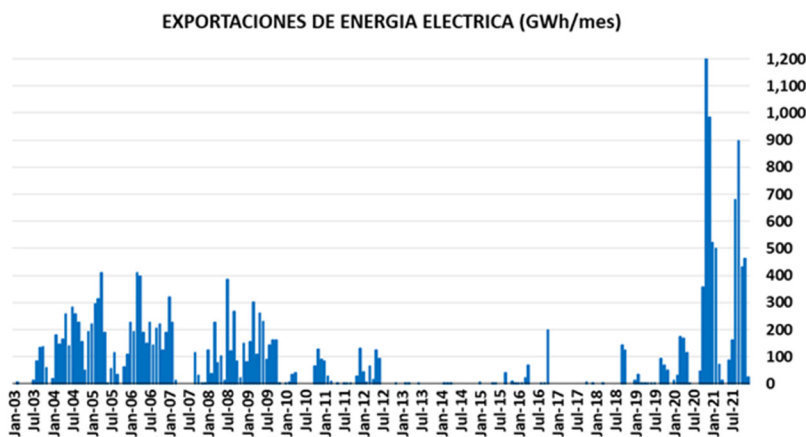
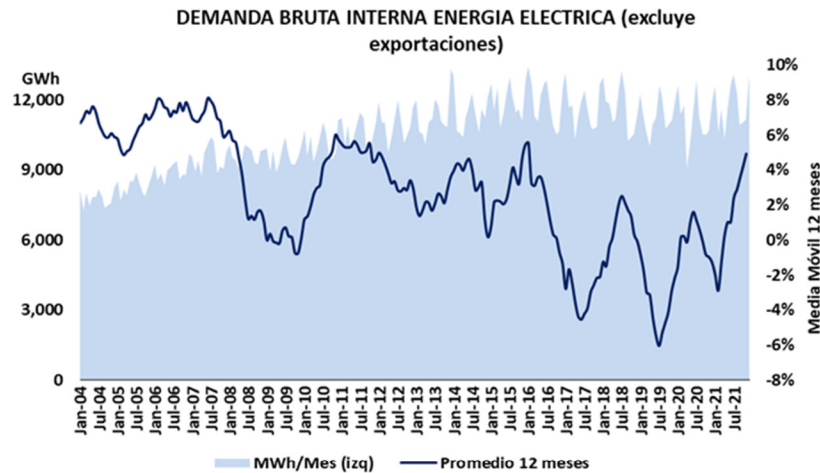
La demanda de energía bruta – considerando pérdidas en distribución y transmisión, consumo propio en generación térmica y nuclear, y pequeñas exportaciones a Uruguay y Brasil -, registró un leve incremento de +0,3% en 2018, tras la reducción de -2,0% de 2017. En 2017, y pese a la expansión económica de 2,8% de ese año, la demanda eléctrica en el mercado interno se redujo -2,2% por la influencia de ajustes tarifarios, pero especialmente por el moderado verano 2016/2017. En 2018, las temperaturas superiores a las normales en invierno y ajustes tarifarios en un marco recesivo arrojaron un leve incremento de 0,3% en el mercado interno. 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.

En 2020 se redujo la demanda bruta interna un -1,0% pese al congelamiento tarifario, debido a las restricciones y al aislamiento. La caída económica de -9% impactó en el ritmo de incremento de demanda, aunque de modo muy inferior a este registro de PBI.

En 2021, estimaciones indican una fuerte reversión de la demanda bruta interna con +4,9%, con congelamiento tarifario y reactivación económica. Consideramos que las tasas de crecimiento de la demanda interna de electricidad serán similares a las históricas cuando la economía retome una senda, tras los dos años últimos de variaciones notables y fuera de lo habitual.



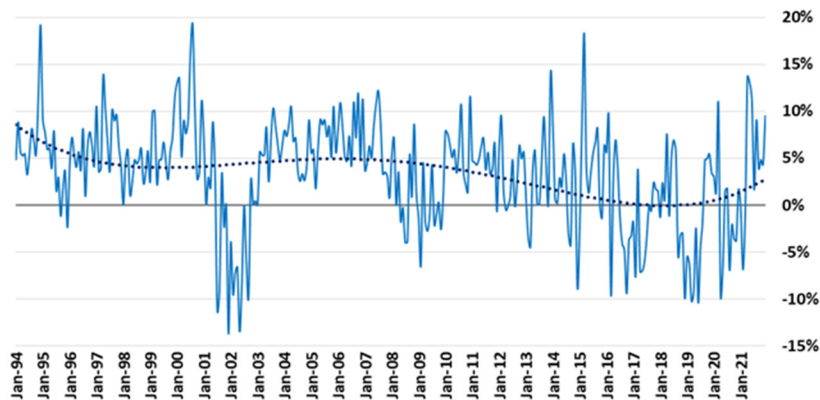
La reducción de la demanda de energía puede advertirse en la evolución del promedio móvil de doce meses, que muestra la inercia del proceso hasta mitad de 2019, incipiente recuperación posterior, y renovada caída por efecto del aislamiento social de 2020 e inicio de 2021. El repunte sostenido y ascendente de los últimos meses se extenderá con similar tendencia hasta el invierno 2022, al menos.



Un análisis interanual directo – a diferencia del promedio móvil de doce meses, que es útil para advertir cambios de tendencia - muestra tasas de crecimiento de 5 a 10% durante el 2010 e inicios de 2011, con abrupta desaceleración incluyendo valores negativos en 2012 e inicios de 2013, retomando alto crecimiento tras el invierno 2012. Diciembre 2013 y enero 2014 muestran reacciones espectaculares de la demanda residencial y comercial ante la ola de calor que afectó a la zona central de la Argentina en dichos periodos, que en diciembre 2014 se revirtió con una fuerte caída de demanda al normalizarse las temperaturas.

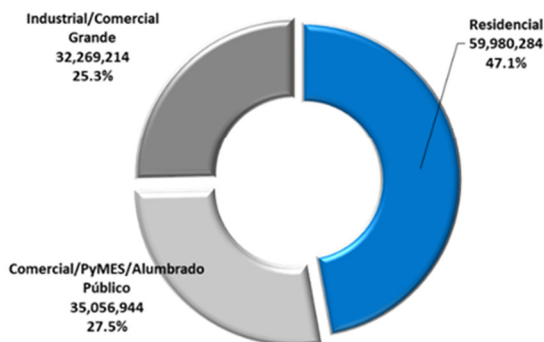
Desde fines de 2015, la actividad económica muestra caídas y, en especial, el sector industrial, que es muy importante en el consumo total de electricidad. En 2017, la actividad industrial se recuperó, y la demanda bruta anual de energía mostró una expansión moderada de 1,8%. En 2018, la recesión económica y las temperaturas moderadas de noviembre y diciembre afectaron la demanda de los últimos meses, finalizando con una contracción de -0,4%.

VARIACIÓN INTERANUAL DEMANDA BRUTA INTERNA DE ENERGIA ELECTRICA

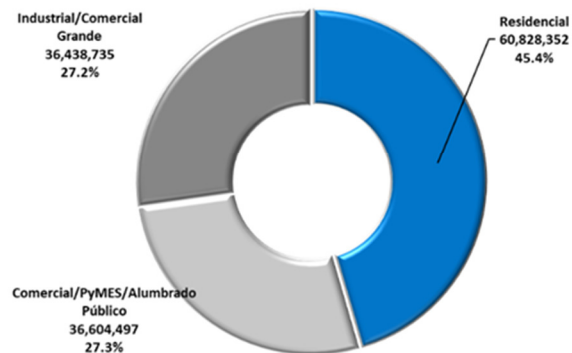


El aislamiento de 2022 llevó a caídas interanuales poco comunes de dos dígitos, sin que mediara la usual influencia de las temperaturas en invierno o verano. La reversión ocurrida desde mitad de 2021 se advierte con nuevos registros interanuales de más de 10% y hasta 15% en el invierno 2021.

CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA 2020 (MWh; neto de pérdidas)

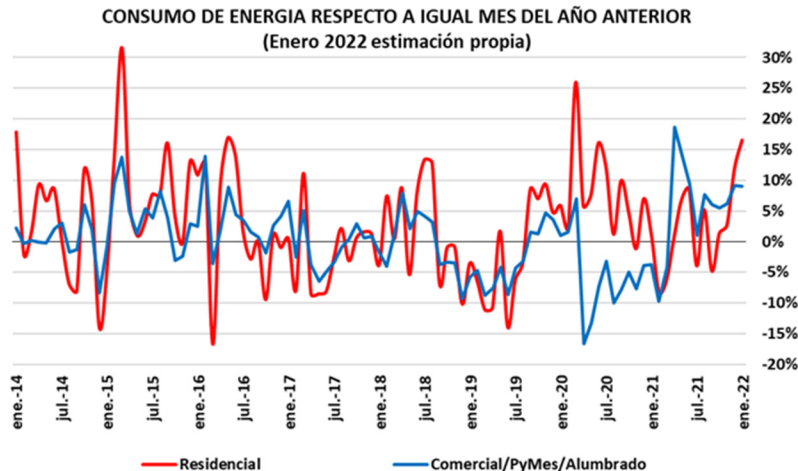


CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA 2021 (MWh; neto de pérdidas)

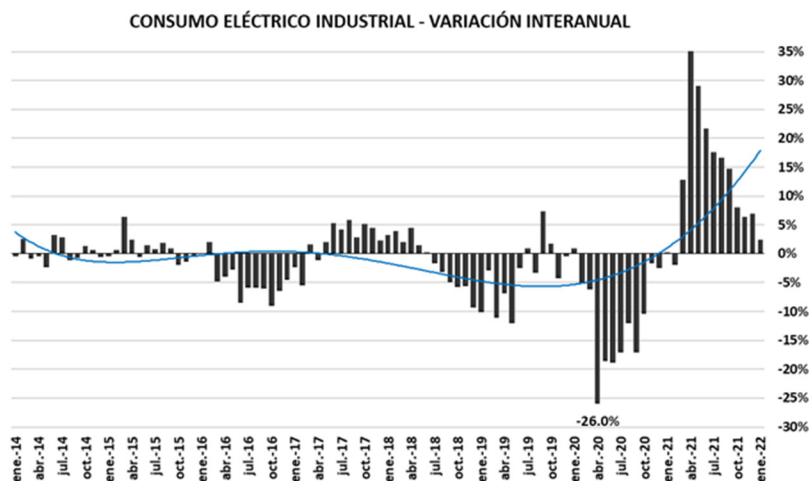


En 2019 se produjo una reducción de -2,9% en la demanda anual de energía eléctrica. El segmento de demanda eléctrica residencial se contrajo -2,0% en 2019 tras expansión de 2,0% en 2018, influida por las temperaturas de invierno y verano. En 2017, la demanda eléctrica de este segmento se había reducido -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. En 2020 se registró un fuerte aumento de 8,1% por el congelamiento tarifario y el aislamiento social, con más personas en sus domicilios. En 2021 estimamos que el consumo del segmento residencial aumentó +1,3% a pesar de menor número de personas en sus domicilios, influido por la reactivación económica y el congelamiento tarifario.

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 -3,2%. 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 -5,3% por la grave crisis económica que afecta a estos consumidores, con reversión parcial de +4,4% en 2021.



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 -11,3% por la grave crisis económica, con recuperación desde fin de año al comparar con malos meses de 2019. En 2021, la reversión fue muy importante, con +13,1% situando el consumo de este segmento por sobre el fin de 2019.

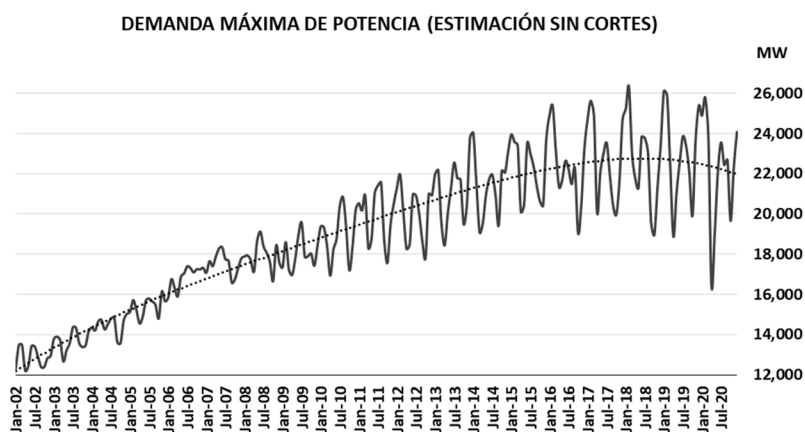
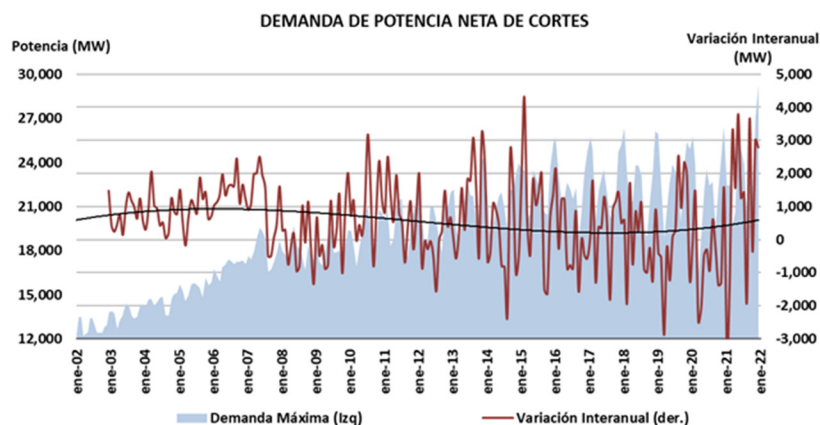


El crecimiento de la demanda de energía desde los años 2000 aumentó la necesidad de abastecimiento de combustibles para el despacho del parque generador termoeléctrico. A su vez, la demanda puntual horaria de potencia incidió sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima en 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, entre 2007 y 2014, a restricciones consensuadas al consumo con grandes industrias, como por ejemplo en los inviernos 2010 y 2011 – sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno 2007 de grave crisis –, que no fueron necesarios en 2012. En 2013, nuevamente se requirieron reducciones de demanda eléctrica industrial en diciembre para atender la demanda residencial y comercial, al igual que en enero 2014. Ni en el verano ni invierno 2015 fueron necesarias restricciones a consumidores industriales para abastecer la demanda residencial/comercial de electricidad, aunque sí se produjeron interrupciones forzadas de suministro por inconvenientes en la distribución eléctrica.

En febrero 2016, la elevada demanda eléctrica residencial y comercial por temperaturas elevadas, causó cortes programados y también imprevistos en el suministro eléctrico, que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017, la demanda se moderó y fue menor a la disponibilidad del sistema eléctrico de generación, al contarse con mayor oferta disponible y temperaturas moderadas. En 2018 se superó el récord de demanda de potencia en febrero como se detalló previamente, 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. En 2020, el excedente de generación disponible permitió atender un nuevo récord de demanda de potencia sin problemas, con excedentes importantes y con mínimas interrupciones forzadas a nivel de distribución.

La situación de 2021 permitió satisfacer la demanda máxima de potencia de fin de enero con excedentes suficientes, y también la de invierno que fue de menor magnitud de demanda máxima.

En el inicio de 2022 se presentó una ola de calor aguda en la región Central del país, que llevó la demanda máxima de potencia a los récords detallados previamente. La satisfacción de esta demanda fue compleja y se registraron numerosos cortes a nivel de distribución y también a nivel de transmisión en el nodo de subestación transformadora en Chaco en el Noreste, y líneas de subtransmisión en Buenos Aires.

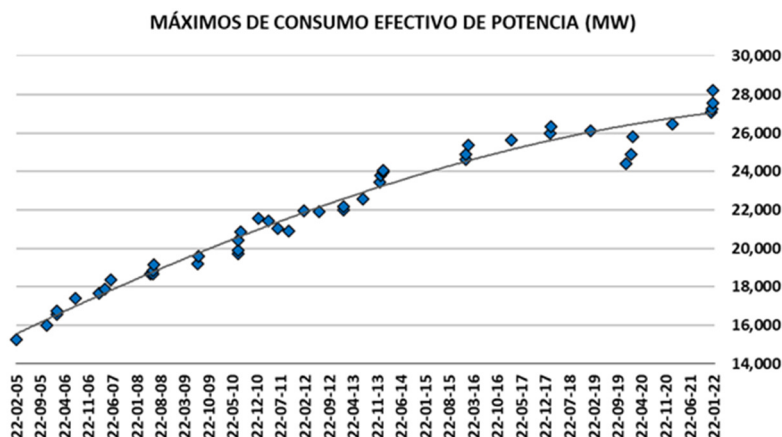


En ningún invierno del 2015 al 2020 se marcaron registros máximos de potencia. Las temperaturas templadas incidieron en la demanda en 2015; la recesión económica en 2016; un invierno inusualmente templado en 2017; un invierno frío 2018 con recesión económica e incrementos tarifarios; un invierno templado en 2019; un invierno frío en 2020, aunque con demanda eléctrica total débil por la crisis económica que afectó la actividad comercial e industrial. El invierno 2021 fue moderado y la demanda máxima de potencia no tuvo problemas en ser abastecida.

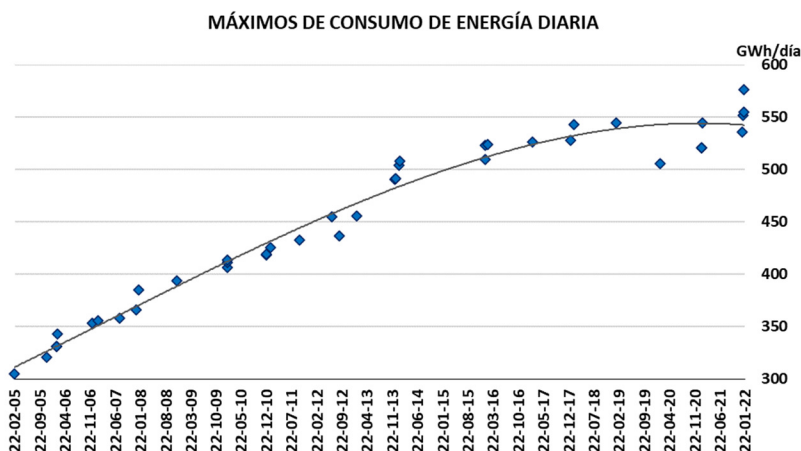
C

En el verano 2017 se marcó un récord de potencia para un día hábil hasta esa fecha, con altas temperaturas en Buenos Aires con 25.628 MW. El 8 de febrero de 2018 se superó aquel récord de demanda de potencia con 26.320 MW, que fue superado recién el 25 de enero de 2021 con 26.450 MW.

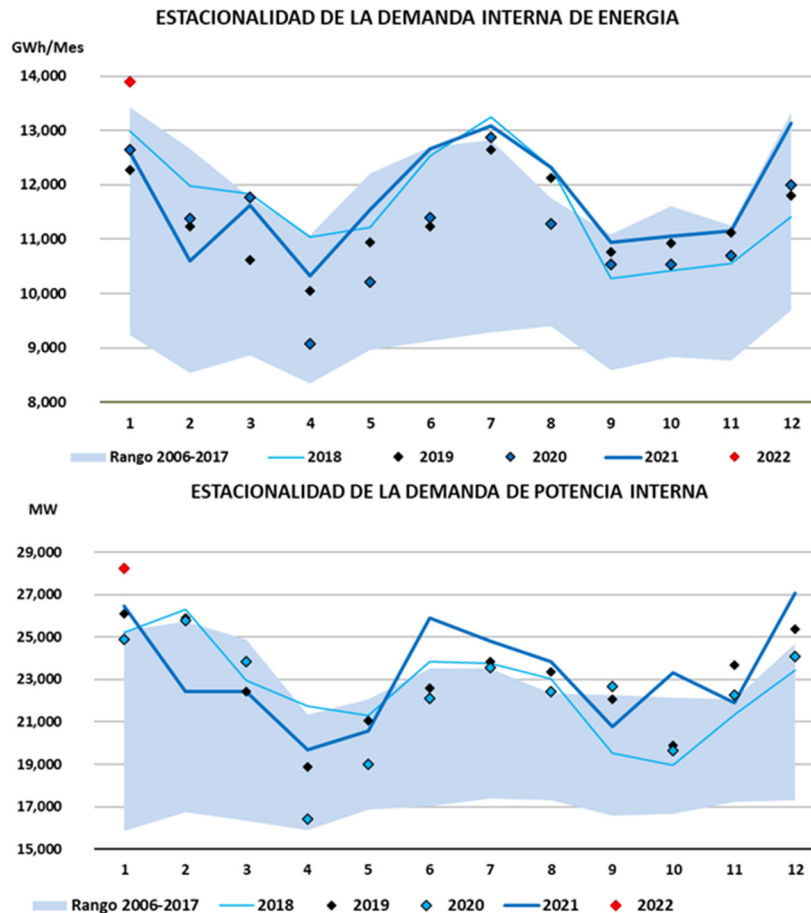
Como se indicó, el 14 de enero de 2022 se superó largamente el récord de consumo efectivo de potencia eléctrica con 28.231 MW, aunque probablemente se hayan producido cortes del orden de 1.000 MW alrededor de las 15 hs en que se registró la mayor demanda.



En cuanto a demanda de energía diaria para un día hábil, se llegó a 526,3 GWh el 24 de febrero de 2017. Este registro se superó el 8 de febrero de 2018 con 543,0 GWh, y el 29 de enero de 2019 con 544,4 GWh. El 14 de enero de 2022, y pese a cortes en el país, el consumo de energía diaria máxima en un día hábil llegó a 575,9 MWh.



Al igual que en el gas natural, la estacionalidad de la demanda eléctrica – tanto en la variable de energía como en la de potencia – influye en necesidades de inversión que se dimensionan para atender máximos de demanda invernal y estival, generando excedentes en otros momentos del año que generan competencia en dichos períodos.



Como se explicó previamente, la capacidad nominal de generación no coincide necesariamente con la que se encuentra disponible en forma efectiva en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como especialmente en invierno, la capacidad efectiva de generación para atender la demanda encuentra limitaciones de diferente índole.

El parque de unidades TV de las centrales más importantes localizadas en CABA y la provincia de Buenos Aires posee décadas de funcionamiento y alto consumo específico que la administración anterior procuró reemplazar incorporando nuevos ciclos combinados y plantas de cogeneración - como los proyectos en que participa el Grupo Albanesi -, y centrales de fuentes renovables. Estimamos que, pese a la existencia de 4.251 MW nominales de generación TV reportada por CMMESA, solo puede contarse para despacho regular en el orden de 1.500 MW en forma simultánea y sostenida a lo largo de días de exigencia. No obstante la obsolescencia y alto consumo específico relativo, es probable que estas unidades continúen despachadas inclusive en forma forzada en algún caso durante períodos de alta demanda eléctrica, ya que se requieren para abastecer la demanda dentro de la Ciudad de Buenos Aires donde no es posible instalar grandes líneas de transmisión eléctrica para llevar suministro a los consumidores.

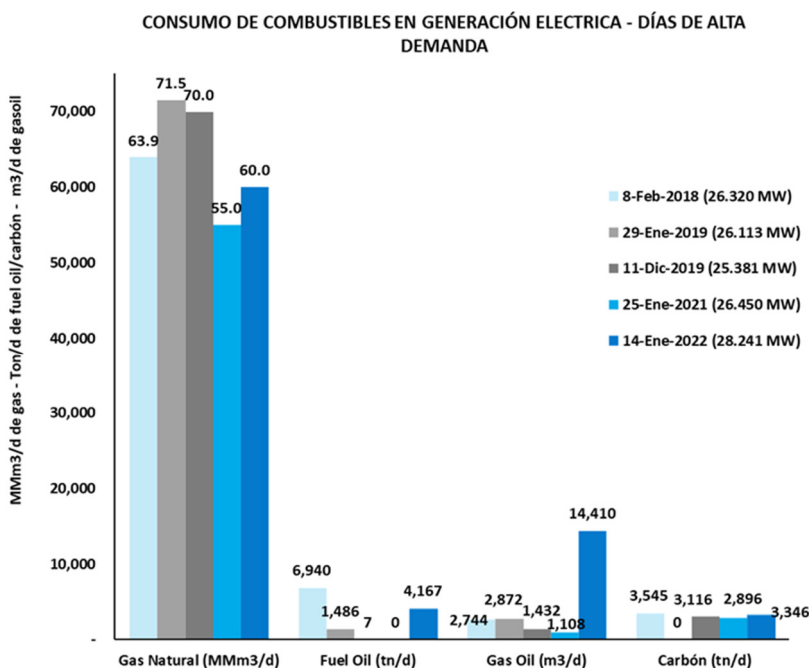
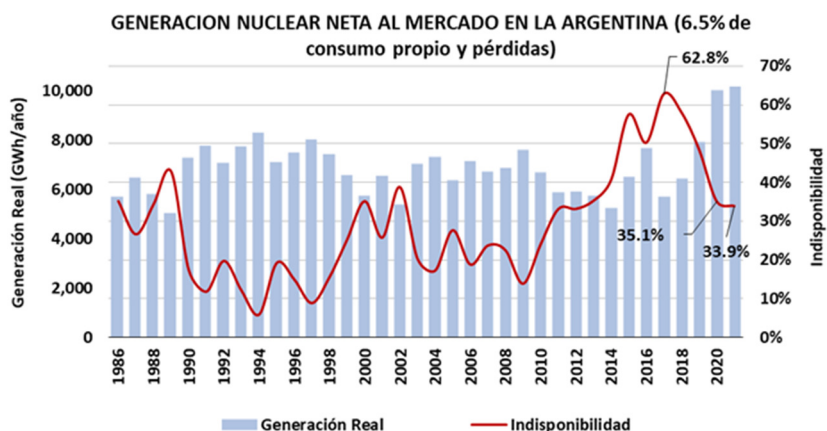
Algo similar ocurre con algunas unidades TG en ciclo abierto y motores diésel, que por distintas causas poseen una disponibilidad inferior a los casi 7.644 MW de potencia nominal instalada. Las unidades bajo los Programas Energía Distribuida de ENARSA en base a gas oil comenzaron a retirarse de la disponibilidad al finalizar los contratos a término con los que contaban para sus ingresos. Estas unidades redujeron paulatinamente su disponibilidad por los bajos ingresos en el mercado spot con una regulación desfavorable y con consumos específicos elevados respecto a las unidades de ciclos combinados.

Las políticas de incorporación agresiva de nueva potencia implementadas entre 2016 y la crisis de 2018 tuvieron resultados favorables en el sentido de atraer capital para las inversiones. El incremento de

CA

indisponibilidad de unidades térmicas, que pasó a 35,2% el 14 de enero 2022 de máxima demanda, muestra un desvío considerable respecto al promedio del orden de 18-20% de años previos. El proceso inflacionario y devaluatorio de los últimos años no fue compensado con remuneraciones acordes para las unidades sin contratos a término específicos.

En general, el porcentaje indisponible en el parque hidroeléctrico es poco significativo, a excepción del daño existente en turbo grupos de Yacyretá que se encuentra en su fase final de reparación de las 20 unidades. En el parque nuclear la indisponibilidad histórica ha sido alta con mantenimientos periódicos a los que hay que someter a las unidades. La CN Embalse retornó a operación en febrero 2019 en forma satisfactoria, tras más de 3 años de trabajos para extender su vida útil. El parque nuclear operó con CN Atucha I y CN Atucha II, con despacho errático entre 2017 y 2019. La CN Atucha II se encontró afectada desde noviembre 2018 con breves reingresos hasta que en 2021 retornó a operación, aunque con limitación del 70% de su potencia útil.



Handwritten signature

DISPONIBILIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA 4-7-2019 (MW)		DISPONIBILIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA 7-7-2020 (MW)		DISPONIBILIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA 18-6-2021 (MW)		DISPONIBILIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA 14-1-2022 (MW)	
Demanda Potencia Máxima	23,859	Demanda Potencia Máxima	23,559	Demanda Potencia Máxima	24,269	Demanda Potencia Máxima	28,241
Reserva Rotante (7.2%)	1,718	Reserva Rotante (7.2%)	1,696	Reserva Rotante (7.2%)	1,747	Reserva Rotante (7.2%)	2,033
Reserva Térmica	5,039	Reserva Térmica	4,999	Reserva Térmica	2,511	Reserva Térmica	411
TV	2,109	TV	2,067	TV	2,007	TV	411
TG	2,367	TG	2,661	TG	263	TG	-
Ciclos Combinados	71	Ciclos Combinados	-	Ciclos Combinados	183	Ciclos Combinados	-
Motores	452	Motores	271	Motores	58	Motores	-
Reserva sin Combustible	2,598	Reserva sin Combustible	1,935	Reserva sin Combustible	1,176	Reserva sin Combustible	1,142
TV	199	TV	2	TV	-	TV	15
TG	1,420	TG	881	TG	931	TG	343
Ciclos Combinados	979	Ciclos Combinados	1,052	Ciclos Combinados	245	Ciclos Combinados	784
Reserva Hidroeléctrica	323	Reserva Hidroeléctrica	899	Reserva Hidroeléctrica	930	Reserva Hidroeléctrica	941
TOTAL DISPONIBLE POTENCIAL	33,537	TOTAL DISPONIBLE POTENCIAL	33,088	TOTAL DISPONIBLE POTENCIAL	30,633	TOTAL DISPONIBLE POTENCIAL	32,788
Unidades Indisponibles	4,472	Unidades Indisponibles	5,509	Unidades Indisponibles	6,328	Unidades Indisponibles	7,784
Hidro	599	Hidro	899	Hidro	765	Hidro	505
Térmicas	3,458	Térmicas	3,860	Térmicas	5,383	Térmicas	7,049
Nuclear	415	Nuclear	730	Nuclear	180	Nuclear	230
TOTAL POTENCIAL	38,009	TOTAL POTENCIAL	38,597	TOTAL POTENCIAL	36,961	TOTAL POTENCIAL	40,592

La disponibilidad de combustibles en meses de invierno es un factor limitante que se suma a la indisponibilidad técnica por mantenimientos o roturas en unidades termoelectricas. Los costos y logística para suministrar fuel oil, gas oil y carbón en sustitución del gas natural, es clave para la disponibilidad futura de unidades térmicas. En diciembre 2019, el Ministerio de Producción emitió una Resolución concentrando todas las adquisiciones y asignaciones de combustibles a las centrales termoelectricas, privando a las empresas de firmar sus propios contratos.

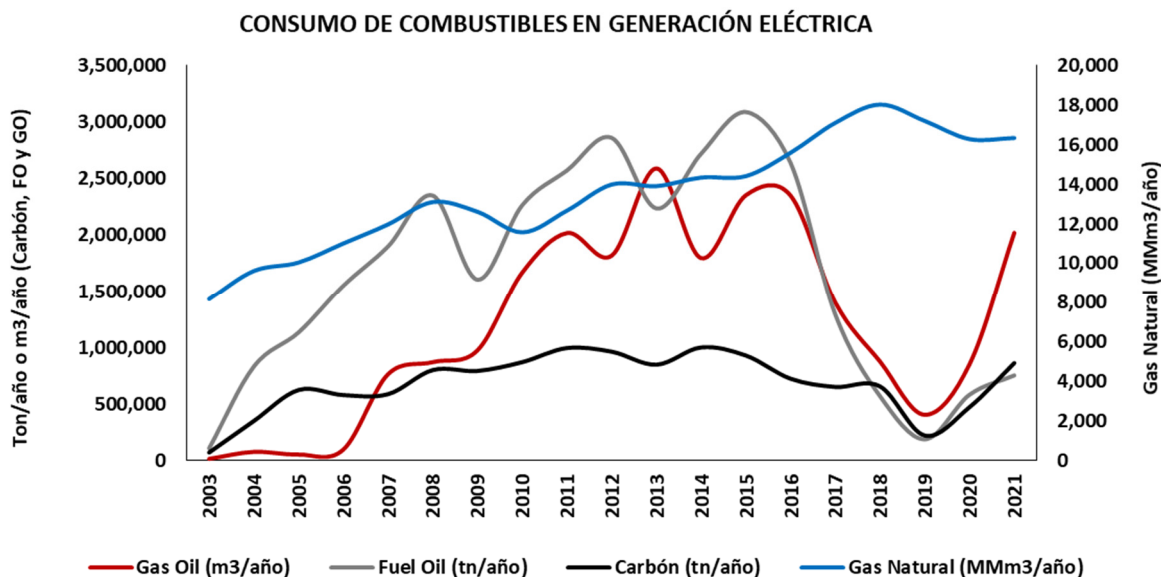
Durante 2020 y 2021 el sistema operó con CAMMESA, concentrando casi la totalidad de las adquisiciones de gas y combustibles. Consideramos que esta modalidad continuará durante 2022 y 2023.

Ante la insuficiencia de gas en meses de invierno, se consumieron cantidades importantes de combustibles alternativos para generar energía eléctrica con costos que en muchas ocasiones superaron 250 US\$/MWh hasta el invierno 2014, tras el cual se produjo una fuerte caída de precios internacionales del petróleo que permitió reducir los costos de generación termoelectrica. La mayor disponibilidad de gas local con precios en fuerte reducción desde 2017, permitió una mejora sustancial en costos de estas fuentes de generación.

En 2020, la nueva reducción de precios internacionales permitió superar la menor oferta de gas local, con costos razonables.

La situación comenzó a revertirse durante 2021 ante el alza de precios de combustibles y de LNG, sumado al requerimiento de mayor consumo de combustibles para abastecer la demanda eléctrica.

Consumo de Combustibles para Generación Eléctrica Comercial



CA

El Costo Monómico de generación de CAMMESA se traslada como precio efectivo en modo casi completo, únicamente al segmento Industrial del mercado eléctrico desde 2018. El traslado es solo parcial a los segmentos de consumidores Residenciales y Comerciales, a pesar de los incrementos dispuestos para el Precio Estacional de la Energía entre febrero 2016 y 2019.

La devaluación de la moneda argentina retrasa la recuperación efectiva de costos de generación en el sistema, ya que el traspaso a consumidores residenciales, comerciales y PyMEs no reflejó el incremento que existe. Esta situación de congelamiento nominal del Precio Estacional se extendió desde diciembre 2019 por disposición de la denominada Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, prorrogada en numerosas oportunidades durante el 2020 y 2021. A la fecha de este Prospecto se prepara una Audiencia Pública para considerar el nuevo Precio Estacional de la energía eléctrica que regirá entre abril y octubre 2022, con indicación de incrementos moderados en pesos.

CAMMESA fue modificando su criterio de cómputo de los costos reales de abastecimiento eléctrico. En 2016 comenzó a computarse el verdadero costo del gas importado desde Bolivia y del LNG que hasta ese momento se asumía como el valor subvencionado por ENARSA, inferior al precio real. Este sinceramiento de CAMMESA en relación con la metodología que consideraba todo gas importado al mismo bajo precio que el gas local, favoreció en 2016 y 2017 una contención de costos de generación termoeléctrica al reducirse significativamente los precios de importación de combustibles que influyen en el Sobre costo Transitorio de Despacho por la caída del precio del petróleo a nivel internacional.

La situación se revirtió en 2018 con el incremento de precios del petróleo que impulsó los precios de LNG, del gas importado desde Bolivia, y del gas oil. Si bien el costo del gas local para generación termoeléctrica se mantuvo inicialmente en torno a un promedio general de 5 US\$/MMBTU, diferentes disposiciones de la Secretaría de Energía incidieron en la reducción del mismo desde agosto hasta diciembre 2018 y con mayor impacto durante todo 2019 y 2020, a niveles de precios que consideramos inferiores a los costos de desarrollo de gas.

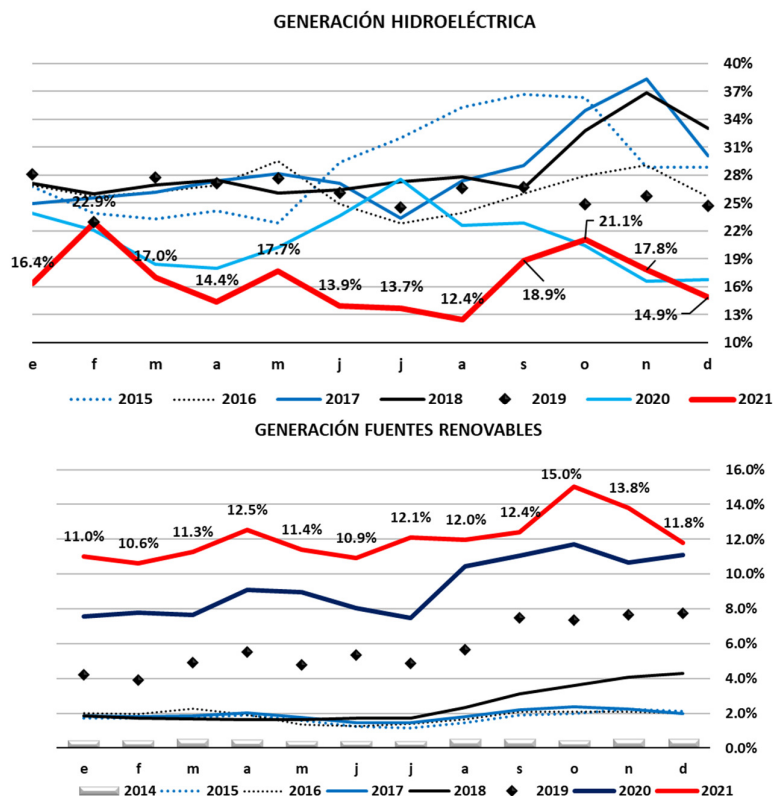
Desde enero 2021, la vigencia del denominado Plan GasAr lleva a que CAMMESA haya contratado gas a término con precios promedio a lo largo del año – más elevados en meses de invierno, con menores volúmenes - en el orden de 3.44 USD/MMBTU. Lo mismo sucede el gas a Distribuidoras de Gas con similares precios, con mayores volúmenes en invierno. La adecuada remuneración que se desprende el Plan GasAr llevó a que los precios que pagan los segmentos de Industrias y GNC se alinearan con estos precios, resultando en niveles suficientes para que pueda desarrollarse un volumen importante de gas en cuenca Neuquina.

En cuanto al petróleo, desde octubre 2018 en que se alcanzaron precios relativamente elevados a nivel internacional, se produjo una retracción de precios del orden del 35% con mínimos históricos durante abril 2020 por la pandemia COVID 19. Esta reducción relevante en los precios internacionales del petróleo influyó en los precios de los combustibles sumada a la disponibilidad de gas local de precios bajos en 2019 hasta fin de 2020, permitió una reducción de costos de abastecimiento eléctrico.

En 2021 se produce una reversión marcada en estas tendencias, aumentando el déficit económico-financiero de CAMMESA que toma a su cargo el costo de combustibles. CAMMESA reporta en detalle el balance económico-financiero mayorista del sistema de abastecimiento eléctrico en sus informes mensuales.

Los Ciclos Combinados son protagonistas crecientes en la oferta térmica, con complemento limitado de unidades TV y unidades TG. Durante los próximos años se mantendrá esta estructura de despacho termoeléctrico aun elevada, con consumo de combustibles fósiles con fuerte preferencia del gas natural y LNG regasificado por la limitación logística de abastecer al parque térmico en forma fluida solo con gas oil y fuel oil.

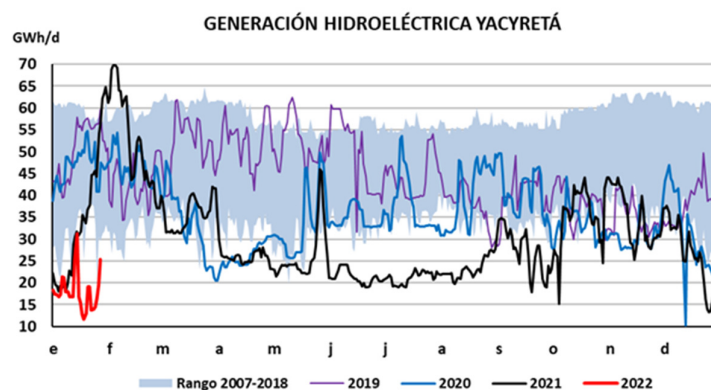
El avance de fuentes renovables incide en el despacho termoeléctrico, aunque en magnitud limitada en 2020, 2021 y también 2022 en nuestra previsión, debido a que la reducción de oferta hidroeléctrica propulsa el despacho termoeléctrico para satisfacer la demanda. Los nuevos proyectos hidroeléctricos y nucleares demandarán años e inversiones de miles de millones de dólares para lograr una modificación en la dependencia de combustibles para la oferta termoeléctrica.



El aumento paulatino de la cota del embalse de la CH Yacyretá desde 2010 y 2011 permitió completar la potencia de diseño de Yacyretá, aunque la afectación y daño parcial de todos los turbo-grupos por cavitación, producida entre 2007 y 2010, disminuyó el 20% de la potencia efectiva de las unidades aun no reparadas de las 20 existentes. Actualmente existen entre una y tres unidades simultáneamente en reparación para restituir la potencia de diseño.

Estimamos que la potencia completa de Yacyretá de 3.200 MW – disponibilidad técnica teórica limitada a 2.700 MW en conjunto de la Argentina y Paraguay por reparación de turbo grupos, siempre que la hidraulicidad sea normal y la cota se encuentra a nivel normal -, y el despacho máximo de energía se alcanzarán recién hacia 2023.

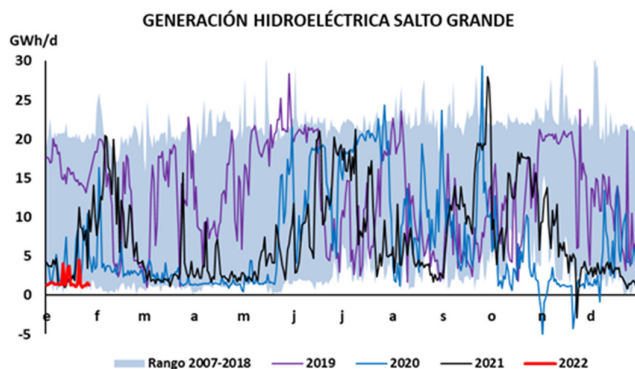
En 2020 y especialmente en 2021, la sequía histórica que afecta los ríos del Sudeste y Sur de Brasil influye en la disponibilidad de la central Yacyretá. El inicio de 2022 muestra valores de aporte hidroeléctrico aun menores al mínimo histórico.



El black out del 16 de junio de 2019 en la Argentina y la restitución del suministro eléctrico produjeron una falla grave en los aisladores de una de las subestaciones transformadoras de Yacyretá hacia la Argentina, reduciendo su aporte por seguridad, con reparación efectiva que sucedió a fin de 2021.

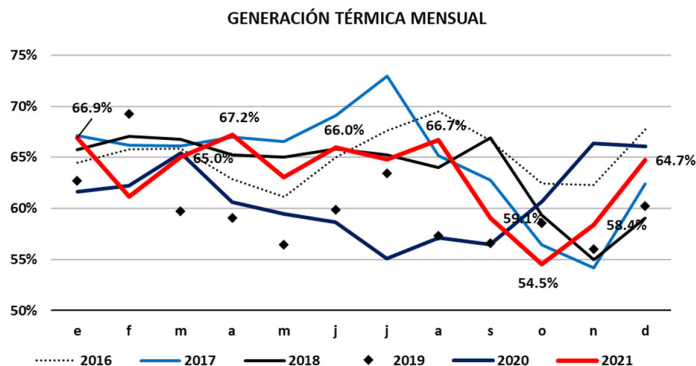
Desde 2021, la empresa eléctrica estatal de Paraguay conectó una línea de alta tensión desde CH Yacyretá hasta el sistema eléctrico cercano a Asunción, permitiendo el retiro del orden de 450 MW de la central que corresponde a Paraguay al 50%. De este modo, Paraguay libera energía generada en la CH Itaipú para exportación a Brasil a mayores precios, reduciendo aún más la disponibilidad de energía en CH Yacyretá que compra la Argentina a Paraguay.

La limitación y la afluencia reducida del río Paraná llevaron a un mayor despacho termoeléctrico que el esperado durante el año. Similar situación sobre el río Uruguay llevó a la reducción de aportes de la CH Salto Grande, afectando decisivamente el aporte hidroeléctrico en 2020. En 2021, la situación descrita para Brasil se extendió al Noreste Argentino y a Uruguay, disminuyendo al mínimo los aportes del río Uruguay a la CH Salto Grande. El inicio de 2022 muestra valores de aporte hidroeléctrico aun menores al mínimo histórico.



No existen centrales hidroeléctricas en construcción, a excepción de las dos represas hidroeléctricas de punta en el río Santa Cruz, que aún demandarán varios años en finalizar su construcción y la necesidad de una nueva línea de transmisión eléctrica desde Santa Cruz hasta Buenos Aires.

La restricción para el desarrollo futuro de gas por un productor será mayormente debido a la dificultad de vender este combustible todo el año en un mercado que presenta estacionalidad y la limitación de transporte de gas ante la reducción sostenida de producción local en otras cuencas. También es posible que, de continuar la expansión de generadores de fuentes renovables, se limite la expansión del despacho del parque termoeléctrico en algunos meses.



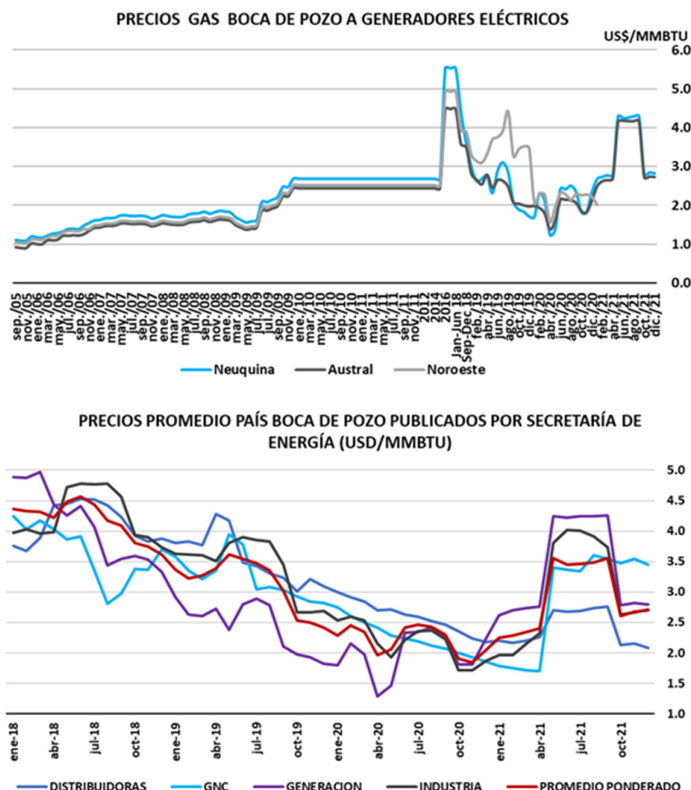
La posibilidad de firmar contratos de largo plazo con productores por parte de las centrales termoeléctricas quedó suspendida con la Resolución 12/2019 de la nueva administración, que solo permite tal posibilidad a CAMMESA.

El despacho efectivo de los Ciclos Combinados se realiza en función del combustible del que disponen – con interrumpibilidad de gas natural en invierno para algunas plantas, con suministro centralizado de CAMMESA –, en tanto las unidades TV y TG presentan alta indisponibilidad. Los costos derivados de la mayor generación termoeléctrica con consumo de combustibles líquidos incrementan el gasto general de generación del sistema eléctrico, como se ve en el gráfico en Pesos corrientes publicado por CAMMESA.

Los precios de gas con destino a generación eléctrica fueron establecidos en Dólares desde julio 2009, con un sendero de crecimiento para gas proveniente de cada cuenca, con un incremento importante en

términos relativos, aunque en 2010 no se produjeron aumentos para el gas convencional – a diferencia del gas de algunos proyectos específicos más complejos tenían costos de desarrollo más elevados superiores a 5 US\$/MMBTU en boca de pozo en cuenca Neuquina -.

No obstante, los precios de gas local destinados a generación termoeléctrica se mantuvieron reducidos en promedio hasta mitad de 2016, momento en que el Gobierno decidió incrementarlos a 4,50 a 5,2 US\$/MMBTU, dependiente de la cuenca de origen. Estos precios se mantuvieron en 2017 y hasta mitad de 2018, en que comenzaron a reducirse en diferentes esquemas de compra organizados por el Gobierno.



NORMAS CON INFLUENCIA EN GENERADORES ELÉCTRICOS

La normativa de CAMMESA y Secretaría de Energía ha ido evolucionando con algunas señales positivas para ciertos generadores termoeléctricos de alta eficiencia, al reconocerse mayores ingresos en función de mejoras en la disponibilidad de potencia y despacho regular en base a diferentes tipos de combustibles.

Resolución 1281/2006 - Energía Plus

En primer lugar, debe destacarse la Resolución de la Secretaría de Energía 1281/2006, por medio de la cual se creó el régimen “Energía Plus”. Esta norma propició la inversión en nuevas unidades de generación termoeléctrica, ya que estableció que los consumidores industriales de energía eléctrica con demandas superiores a 300 kW deberían contratar su abastecimiento de demanda por sobre el nivel que hubieran tenido en el año 2005 con empresas de generación eléctrica que adicione nuevas unidades de oferta.

La norma propiciaba que los generadores con nueva oferta de generación eléctrica, y los consumidores industriales con demanda superior a la del 2005 negociaran acuerdos de suministro eléctrico en forma directa. La norma establece que la Secretaría de Energía debería aprobar los contratos que se celebrasen, en función de una remuneración adecuada de la inversión y costos de operación y combustibles.

El efecto directo de esta Resolución 1281/2016 fue la inversión privada en nuevas unidades de generación termoeléctrica por parte de inversores privados, que encontraron ingresos razonables que permitieron un retorno financiero sobre sus inversiones. Empresas privadas industriales y generadores privados como Generación Mediterránea S.A., Genelba S.A., Generación Independencia S.A., Central Loma de la Lata S.A. y

Central Güemes S.A. son las empresas más importantes actuando en este mercado, que cuenta con la posibilidad de ofrecer un suministro a precios realistas que cubren sus costos y remuneran sus inversiones.

Resolución 220/2007

Complementando la Resolución 1281/2006, la Secretaría de Energía publicó el 18 de enero de 2007 la Resolución 220, por medio de la cual amplía la posibilidad de contratación de la energía a generar por inversores en nueva oferta de generación.

Esta Resolución 220/2007 establece que CAMMESA podrá firmar contratos de abastecimiento con *“las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores”* que a la fecha de la Resolución no estuvieran en actividad (los *“Contratos de Abastecimiento MEM”*). De este modo, se establece que numerosos proyectos de inversión en los cuales participaba ENARSA e inversores privados pudieran vender a largo plazo – hasta un máximo de 10 años - su nueva potencia y la energía que pudieran aportar cuando fueran despachados.

Estos Contratos de Abastecimiento MEM o Contratos de Abastecimiento 220 como se conocen en el mercado energético, contemplan el pago de todos los costos operativos y variables, así como también la remuneración de la inversión y una utilidad para la empresa, de modo similar a los contratos bajo el esquema de Energía Plus descriptos anteriormente. Este impulso de un nuevo contratante de potencia y energía de largo plazo propició la inversión por parte de inversores en nueva oferta de generación termoeléctrica, entre los que se destacan Generación Mediterránea S.A. y Generación Independencia S.A., entre otras empresas en las que participa Albanesi.

El cumplimiento por parte de CAMMESA de sus obligaciones de pago emergentes de esta modalidad contractual bajo la Resolución 220/2007 es satisfactorio y permitió el financiamiento de distintas inversiones. Si bien el plazo de pago se extendió por sobre 60 días, el mismo es respetado en forma regular por CAMMESA, lo que brinda certidumbre y confiabilidad para el financiamiento de nuevas inversiones de tamaño acotado por parte del sector privado. IEASA presenta una modalidad de pago similar, cumpliéndose con las condiciones contractuales que algunos generadores poseen con esta empresa estatal.

Resolución 95/2013

El 22 de marzo de 2013, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 95/2013 que incrementa los ingresos de los generadores eléctricos que cumplan con determinadas condiciones de disponibilidad de su potencia y provisión de energía, vinculados con la tecnología y eficiencia con la que cuentan.

Esta Resolución 95 aplica un esquema de remuneración de los costos fijos de Agentes Generadores, incluso de aquellos que hubieran calificado bajos las Resoluciones 1281/2006 y 220/2007 anteriormente descriptas. Bajo este esquema de la Resolución 95, y desde las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, se remunera la Potencia Puesta a Disposición de las unidades generadoras en las horas de remuneración de la potencia de acuerdo con ciertos requerimientos.

Asimismo, se estableció que el valor del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos no podrá ser en ningún caso inferior a 12 \$/MW-hrp. La Resolución 95/2013 estableció un esquema de remuneración de Costos Variables – no referidos a combustibles – que se determina mensualmente en función de la energía efectivamente generada. Este esquema de remuneración es asimismo función del tipo de combustible, reconociendo mayor remuneración cuando el consumo de combustibles es gas oil por los mayores costos aparejados a este combustible.

Adicionalmente se creó un concepto de *“Remuneración Adicional”*, por el cual los generadores perciben ingresos adicionales, una porción de los cuales se cobra en forma directa y otra se destina a un fideicomiso para ser reinvertido en nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico establecidas por la Secretaría de Energía.

Independientemente de los valores absolutos de estos mayores ingresos y del detalle de los mismos, y de la complejidad intrínseca de la Resolución 95/2013, la misma se considera relevante por representar mayores ingresos a los generadores eléctricos.

La Resolución 95 estableció que se suspendía la registración de nuevos contratos a término para la venta de energía eléctrica directa a consumidores industriales. Los consumidores industriales pasaron a adquirir su energía directamente de CAMMESA, y los generadores solo percibirían ingresos derivados de los conceptos

establecidos en la Resolución 95/2013. A fin de percibir estos ingresos, los generadores debieron renunciar a reclamos legales y administrativos por modificación de lo previsto originalmente en el Marco Regulatorio.

La Resolución 95/2013, modificada por la Resolución 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando los valores remunerativos de los generadores. Las Resoluciones de la Secretaría de Energía 22/2016, 19/2017 y luego las Resoluciones de la entonces Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 1/2019, 31/2020 y 440/2021 de la actual Secretaría de Energía, modificaron el régimen completo de remuneración de generación.

Nota 2053/2013

La Nota SE 2053/2013 estableció el orden de prelación en los pagos de los diferentes conceptos de la Resolución 95/2013, otorgando el primer lugar a los costos fijos de generación, seguidos de los costos variables no combustibles, los de combustibles propios si los hubiera, y la Remuneración Adicional directa; en segundo término, se pagaría el Servicio de Regulación de Frecuencia y Reserva de Corto Plazo; y en tercer orden, la Remuneración Adicional Fideicomiso.

La Nota 2035 también estableció que el abastecimiento de los combustibles a las centrales y la gestión comercial y despacho de los mismos quedaría centralizado en CAMMESA.

Resolución 529/2014

El 23 de mayo de 2014, se publicó la Resolución 529/2014 de la Secretaría de Energía que incrementó los montos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013, anteriormente detallada.

La Resolución 529 modificó la Remuneración de Costos Fijos en función de su disponibilidad. Esta Resolución adicionalmente creó un nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los generadores a los que les resultare aplicable el concepto, que se determina mensualmente en función de la Energía Total Generada. CAMMESA deberá emitir certificados de liquidaciones para proveer al pago por el generador de los mantenimientos mayores que pudieran requerir sus unidades, sujeto a aprobación de la Secretaría de Energía.

Resolución 482/2015

Con considerable retraso, el 17 de julio de 2015 se publicó la Resolución 482/2015 de la ex Secretaría de Energía de la Nación por la cual se ajustaron e incrementaron diversos conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional indirecta y Fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014, anteriormente detalladas. Adicionalmente estableció los valores para los mantenimientos mayores. También redefinió el incentivo de mayores ingresos en función de la eficiencia operativa en función del consumo específico de combustibles.

Asimismo, la Resolución incluyó un esquema de aportes específicos destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

Esta Resolución sufrió retrasos y originó costos financieros a diversos generadores eléctricos que fueron afectados en parte por la depreciación de la moneda ocurrida en 2015 que mensualmente redujo los ingresos en Dólares, y a la vez y más importante aún, por el incremento de costos diversos por el proceso inflacionario experimentado en 2015. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2015 y hasta el mes de diciembre de 2018.

Decreto 134/2015

En diciembre de 2015, el Gobierno Argentino, mediante el Decreto 134/2015, declaró la emergencia del sector eléctrico nacional, vigente hasta el 31 diciembre de 2017. El estado de emergencia permitió al Gobierno argentino tomar acciones destinadas a garantizar el suministro de electricidad en Argentina, tales como instruir al entonces MEyM a desarrollar e implementar, con la colaboración de todas las entidades públicas nacionales, un programa coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas.

Si bien el estado de emergencia del sector eléctrico fue dictado a los fines de procurar la normalización regulatoria del sector el Gobierno argentino continuó interviniendo en el sector eléctrico sin adoptar las medidas que permitan regularizar la situación.

Resolución 22/2016

El 30 de marzo de 2016 se publicó la Resolución 22/2016 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación por medio de la cual se ajustaron e incrementaron diversos conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional indirecta y Fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014 y 482/2015, anteriormente detalladas. Los ajustes fueron considerables en algunos segmentos, y el Gobierno de aquél entonces procuró reconocer el impacto en diferentes costos e inversiones de mantenimiento que había tenido la devaluación de la moneda, así como el proceso inflacionario. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de enero 2016.

La Resolución mantuvo el concepto de recursos adicionales destinados a financiar las inversiones contempladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

El 27 de enero de 2017 la entonces Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución 19 - E/2017 que estableció un nuevo esquema de remuneración a los generadores eléctricos.

Resolución 6/2016

La Resolución 6/2016 emitida por el entonces MEyM el 25 de enero de 2016 estableció un aumento en el precio de la electricidad que son pagados por los usuarios finales. A su vez, esta resolución diferenció el aumento de precios que se transferirá a los consumidores residenciales de energía, de otros consumidores.

El aumento del precio para los consumidores residenciales fue importante en términos porcentuales, aunque desde valores reducidos, por lo que el impacto del valor absoluto fue inicialmente moderado. Los consumidores industriales de electricidad tuvieron incrementos moderados en niveles más altos ya que se cobra a estos consumidores los sobrecostos transitorios originados en las importaciones de electricidad y en los contratos de generadores con CAMMESA, a pesar de que una gran parte de estos costos incrementales se incurre en satisfacer la demanda de los consumidores residenciales y comerciales. Estos cargos se suman ahora a toda la demanda, por lo que también se añaden a los consumidores industriales que ya tenían acuerdos de Energía Plus en el marco de la Resolución SE 1281/2006. Esta disposición fue retirada de los consumidores con contratos bajo el programa Energía Plus meses después de la implementación de la Resolución SE 6/2016, ya que consistía en un doble cargo para estos consumidores.

El principal efecto de esta medida fue procurar reducir las subvenciones al Precio Estacional de Electricidad para diferentes consumidores, para reducir la dependencia de CAMMESA de las transferencias periódicas de fondos que se reciben del Estado.

Resolución 7/2016

Por medio de la Resolución SE 7/2016 del entonces MEyM se instruyó al ENRE a que, en ejercicio de sus facultades, realice un ajuste, a cuenta de la revisión tarifaria integral, en el valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR. En virtud de lo establecido en la Resolución 7/2016, el ENRE emitió la Resolución 1/2016 con el nuevo cuadro tarifario aplicable a EDENOR y EDESUR y, asimismo, instruyó a ambas distribuidoras a suspender la aplicación de los cargos adicionales por consumos en exceso contemplados en el “Plan de Uso Racional de la Energía”. Resoluciones similares se aprobaron en febrero de 2017 y cada seis meses hasta mediados de 2019, fecha en la cual quedaron congelados los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR.

Resolución 21/2016

Por medio de la Resolución 21/2016 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica se convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación de energía térmica para los períodos de verano 2016/2017, invierno 2017, y verano 2017/2018. La ex Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de empresas de generación por 6.611 MW de disponibilidad de capacidad, y el 15 de junio de 2016, se adjudicó, a través de la Resolución E-21/2016, un total de 2.871 MW de capacidad. La reapertura adicional del proceso de licitación permitió aproximadamente 500 MW de unidades adicionales.

Los generadores que fueron adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016 han celebrado CCEE con Agentes MEM representados por CAMMESA. Estos CCEE tienen plazos entre cinco y 10 años, y prevén una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW en conjunto. La remuneración está denominada en Dólares por MW al mes y en Dólares por MW por hora, y tiene en cuenta el costo del combustible. CAMMESA suministra combustible para la generación a su costo, de conformidad con el artículo 8 de la Resolución SE 95/2013, hasta un límite de eficiencia de combustible especificado medido en Kcal/KWh (el "Consumo Específico Garantizado"). En general, los CCEE prevén que si debido a un cambio futuro en las regulaciones, un generador tiene que comprar combustible en el mercado en lugar de que el mismo sea suministrado por CAMMESA, se reembolsará al generador el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

Resolución E 19/2017

La Resolución E 19/2017 emitida por la ex Secretaría de Energía Eléctrica el 27 de enero de 2017 estableció un nuevo esquema de remuneración a los generadores eléctricos, estableciendo remuneraciones en Dólares. La Resolución SEE E 19/2017 está dirigida a valorizar las disponibilidades de potencia con un reconocimiento adecuado de los costos, mediante el compromiso de disponibilidad a mediano plazo bajo contratos de un plazo de tres años denominados "Ofertas de Disponibilidad Garantizada".

Se ofreció a diferentes generadores que se encontraban en diferentes esquemas de contratos de compra de energía como la Resolución SE 220/2007, la Resolución 1281/2006 y otras, a celebrar contratos de energía estacional de capacidad garantizada (denominados Compromisos de Disponibilidad Garantizada) durante tres años, en virtud de los cuales las diferentes unidades generadoras comprometidas por las empresas recibirían una capacidad de pago en Dólares, y un pago de energía cuando se despacharan.

Asimismo, se invitó a las empresas a ofrecer potencia disponible para los períodos estacionales de noviembre a abril y de mayo a octubre, comprometiéndose a mantener la disponibilidad de capacidad y recibir un pago mensual en Dólares que varía con la eficiencia de la unidad generadora. A pesar de ello, existían incentivos para mejorar la disponibilidad de capacidad de energía, se reconoció un pago más elevado a las unidades más ineficientes. Se reconocieron incentivos adicionales para los meses pico. Los combustibles todavía se consideraban administrados por CAMMESA, y los generadores de energía térmica recibían un pago por la energía real enviada al mercado y por la energía rotativa. También se incluyeron y remuneraron las plantas hidroeléctricas, con pagos de mayor capacidad para plantas más pequeñas.

La Resolución 19/2017 promovió inversiones en unidades más antiguas que mejoraron la disponibilidad de capacidad de energía de los generadores heredados que habían invertido antes de regímenes contractuales especiales después de la ruptura en 2002 de las reglas del mercado de energía. La Resolución 19/2017 también fue importante para modificar los pagos de Pesos a Dólares, evitando ajustes periódicos de la Resolución 95/2013. Sin embargo, el enfoque conceptual era similar al concepto subyacente de los costos de remuneración y un margen implícito para las diferentes unidades de poder. La Resolución 19/2017 también estableció un marco para el pago de los generadores que se envían al mercado spot antes de que las unidades en virtud de los CCEE entraran en un despacho comercial aprobado por CAMMESA, como cualquier unidad que generara en un período de prueba en virtud de la Resolución 21/2016, Resolución 287/2017, o diferentes contratos en virtud de las licitaciones del programa RenovAr para plantas de energía renovable.

Resolución 287-E/2017

Por medio de la Resolución 287-E/2017 emitida por la ex Secretaría de Energía Eléctrica el 10 de mayo de 2017, se convocó a interesados en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización de tecnología de cierre de ciclo combinado o proyectos de cogeneración por diferentes inversores interesados y compañías eléctricas. El objetivo de la Resolución 287-E/2017 era reducir el costo global de generación de electricidad resultante de proyectos que mejorarían la productividad mediante la adición de turbinas de vapor que utilizarían gases de escape de ciclos abiertos constituidos por motores o turbinas, consumiendo la misma cantidad de combustibles. Además, abrió la oportunidad de maximizar las oportunidades en las plantas industriales de generar electricidad ya sea mediante el uso del vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad, o el uso de gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

La Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a organizar la licitación y a celebrar acuerdos de compra de energía a largo plazo para contratar la demanda de energía de los proyectos seleccionados.

Resolución 46/2018

La Resolución 46/2018 del entonces Ministerio de Energía de fecha 31 de julio de 2018 encomendó al Subsecretario de Energía Eléctrica que implementara procedimientos para asegurar la disponibilidad de gas natural para la generación de energía. En dicha resolución se establecieron precios máximos de referencia del gas natural en la cabeza del pozo para las diferentes cuencas de Argentina. Esos precios máximos de referencia serían los más altos que CAMMESA estaba autorizado a pagar a los proveedores de gas en Argentina, con la excepción de la empresa estatal IEASA que importaba gas de Bolivia y GNL a precios potencialmente más altos que los precios máximos de referencia.

Resolución 1/2019

La Resolución 1/2019 emitida por el Secretario de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico el 28 de febrero de 2019, fue dictada en ejercicio de las facultades establecidas en la Resolución por la entonces Secretaría de Gobierno de Energía 65/2019 y reemplazó formalmente la Resolución 19/2017 emitida por el ex Secretario de Energía Eléctrica a partir del 1 de marzo de 2019, incorporando modificaciones al régimen de remuneración para los agentes autogeneradores, co-generadores y generadores del MEM que no estuvieran cubiertos por acuerdos que estipulan un sistema diferenciado de remuneración, estableciendo un nuevo sistema esquema de disponibilidad garantizada de potencia.

Mediante esta nueva normativa, se definió a los “Generadores Habilitados” (“GH”) como todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuándose la generación de las centrales hidroeléctricas binacionales, la generación nuclear y a los agentes, Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores con potencia comprometida por contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM.

También definió el esquema de DIGO como la disponibilidad de potencia puesta a disposición de un Generador Habilitado Térmico (“GHT”) que se compromete por cada unidad de generación y para cada período de remuneración de DIGO. Esta disponibilidad se comprometerá considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. De conformidad con lo dispuesto por la Resolución 1/2019, no es posible comprometerse en el esquema DIGO la potencia y energía ya comprometida en un contrato suscripto en el marco de un régimen diferencial.

La Resolución N° 1/2019 estableció como períodos de requerimiento DIGO los siguientes:

- (i) Período verano: diciembre – enero – febrero;
- (ii) Período invierno: junio – julio – agosto; y
- (iii) Período resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre - noviembre

La Resolución 1/2019 estableció la obligación en cabeza del Organismo Encargado del Despacho (“OED”) de convertir los valores denominados en Dólares en Pesos al tipo de cambio publicado por la Comunicación “A” 3500 del Banco Central el día anterior al vencimiento de las transacciones económicas.

La remuneración en virtud de la Resolución 1/2019 se compone de un pago por potencia disponible mensual y otro por energía generada y energía operada.

Además, la remuneración de la capacidad de potencia -con independencia de si el agente declare DIGO o no- se verá afectada por un factor de uso o por un uso equivalente al factor de despacho promedio para la unidad generadora durante el año móvil anterior al mes de cálculo, aplicando un rango de coeficientes entre 70 % y 100% del precio de capacidad de potencia. En este sentido, si el factor de uso es: (i) superior al 70%, se pagará el 100% de la remuneración de la capacidad eléctrica; (ii) inferior al 30%, se pagará el 70% de la remuneración de la capacidad de potencia; y (iii) igual o superior al 30% e inferior al 70%, la remuneración de la capacidad de potencia estará asociada linealmente con entre el 70% y el 100% de la remuneración de la capacidad de potencia.

Los valores de la remuneración de la energía generada han disminuido en U\$S 1/MWh para todas las tecnologías excepto para los motores de combustión interna, en los que la disminución ascendió a U\$S 3/MWh. El valor de la remuneración de energía operada se redujo de U\$S 2/MWh a U\$S 1,4/MWh.

En caso de que el generador hubiere optado por usar sus propios combustibles para la generación (de acuerdo con la opción establecida por la ya derogada Resolución 70/2018) y no tuviera dicha disponibilidad al

momento del envío, el cálculo de disponibilidad de capacidad de potencia se reducirá al 50% de la disponibilidad real. De igual manera, el generador perderá su prioridad de envío, y en caso de que el OED le asigne combustible para la generación, la energía generada será remunerada al solo 50% de los costos variables aprobados que no sean de combustible.

Asimismo, se eliminaron los siguientes esquemas de remuneración: (i) el esquema de remuneración adicional para fomentar el DIGO ofrecido durante los períodos que tuvieran una mayor demanda del sistema, (ii) la remuneración adicional de los costos variables de generación basados en la eficiencia y (iii) la remuneración adicional por los generadores térmicos de bajo consumo.

El régimen de la Resolución 1/2019 fue posteriormente modificado por medio de la Resolución de la Secretaría de Energía 31/20, mediante la cual se estableció un nuevo esquema remunerativo para las ventas en el mercado spot.

Resolución 12/2019

La Resolución 70/2018, que permitía a los generadores de energía, así como a los cogeneradores y generadores de automóviles, adquirir y comprar combustibles por su cuenta para su envío, fue derogada por la Resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo 12/2019, reestableciendo de tal modo, el artículo 8 de la Resolución SE 95/2013. Por medio de esta resolución se decidió concentrar nuevamente en CAMMESA la adquisición total de combustibles, en particular gas natural. La Resolución 12/2019 fue emitida después de la licitación de compra de gas interrumpible para enero 2020, que logró precios por debajo del costo de desarrollo, aprovechando los excedentes existentes y la necesidad de productores de absorber costos fijos. La decisión de modificar el status quo concentrando las compras de gas e impidiendo a los generadores adquirir su propio combustible, podría ser recurrida legalmente por generadores eléctricos que despachaban de base, pero ahora no reciben asignación de gas por parte de CAMMESA. CAMMESA aún no define realizar contrataciones de gas a largo plazo.

Resolución 31/2020

Por medio de la Resolución 31/2020 se modificó significativamente el régimen de remuneración previsto en la Resolución 1/2019. En sus considerandos se planteó la necesidad de adaptar los criterios de remuneración establecidos por la Resolución 1/2019, dado que la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, impactan sobre dicha remuneración, dada la mayor variación del tipo de cambio por sobre los costos de producción, que deviene en la necesidad de restablecer la relación entre ellos.

En función de ello la Resolución 31 modificó parcialmente la Resolución 1 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) Reducción y pesificación de los valores remuneratorios para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (ii) Modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y (b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada.; (iii) Introducción de un criterio remunerativo por disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento.

La Resolución 31/2020 traslada todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR\$ 60/US\$, y establece un factor de actualización a partir del segundo mes de aplicación, el cual contempla una fórmula compuesta en un 60% por el IPC y un 40% por el Índice de Precios Internos al por Mayor (el "IPIM").

De todas maneras, mediante Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, del 27 de marzo de 2020, la Secretaría de Energía ha instruido a CAMMESA diferir, hasta nuevo aviso, la implementación del Anexo VI y el mecanismo de ajuste arriba descripto.

Resolución 440/2021

A través de la Resolución 440/2021 –emitida el 21 de mayo del 2021–, la Secretaría de Energía derogó el artículo 2 de la Resolución 31/2020 y sustituyó los Anexos II, III, IV y V por los Anexos II, III, IV de la Resolución 31/2020, dejando sin efecto el mecanismo de ajuste mensual previsto en el Anexo VI de dicha resolución. En este sentido, la Resolución 440/2021 modificó los valores de la Resolución 31/2020 respecto a los generadores y co-generadores que no tuvieran comprometida su potencia o energía bajo un CE y estableció un aumento de la remuneración en torno al 29%, retroactivo a febrero del 2021.

A su vez, la mentada resolución dispuso que, para poder acogerse a los términos de la Resolución 440/2021, en un plazo de treinta (30) días corridos –vencido el 21 de junio del 2021- los agentes comprendidos que decidieran acogerse a los términos de dicha resolución debían desistir de todo reclamo administrativo o judicial en curso relacionado con la aplicación del mecanismo de ajuste previamente contemplado en el Anexo VI de la Resolución 31/2020.

Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva

A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de 180 en las tarifas de energía y gas natural bajo jurisdicción federal (suspensión de aumentos que fue posteriormente prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021 por medio del Decreto 1020/2020) y el relanzamiento de una revisión tarifaria integral o revisión de carácter extraordinario, y permitiendo la intervención del Poder Ejecutivo en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS) por el término de un año.

En ese contexto, el 17 de marzo de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial de la República Argentina los Decretos N° 277/2020 y N° 278/2020, que disponen la intervención del ENRE y el ENARGAS y designan en calidad de interventores al Lic. Federico José Basualdo Richards (reemplazado en diciembre del 2020 por María Soledad Marin) y al Lic. Federico Bernal, respectivamente.

Los decretos confieren en los Interventores determinadas facultades, a saber: (i) realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 relativos a las tarifas vigentes en transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, respectivamente, con la eventual realización de un proceso de renegociación de la revisión tarifaria vigente o de una revisión de carácter extraordinario que alcance todo lo pretérito actuado y sucedido en esta materia para volver a determinar una tarifa para los mencionados servicios públicos. Agregan los Decretos que, en caso de detectarse alguna anomalía, deberá informarse al Poder Ejecutivo Nacional, así como toda circunstancia que considere relevante, aportándose la totalidad de la información de base y/o documentos respectivos correspondientes, proponiendo las acciones y medidas que en cada caso estime corresponda adoptar; e (ii) iniciar un procedimiento de revisión de los concursos públicos de antecedentes que se sustanciaron con el objeto de cubrir el directorio de ambos entes, en un plazo de ciento ochenta (180) días, y en caso de que resuelva su anulación, o si hubiese concluido el plazo de mandato de alguno de ellos, deberá iniciar el proceso de selección de quienes los reemplazarán, de acuerdo con los términos previstos en el artículo 54 y subsiguientes de la Ley N° 24.076 o el artículo 58 y subsiguientes de la Ley N° 24.065.

Por medio del Decreto 1020/2020 se prorrogó la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2021 o hasta la finalización de la renegociación de la revisión tarifaria cuyo inicio se dispuso, con respecto a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en virtud de lo establecido en la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva. En ese marco el ENRE, emitió las siguientes resoluciones: Resolución N° 16/2021, Resolución 17/2021, Resolución 53/2021, Resolución 54/2021, Resolución 55/2021, Resolución 56/2021, Resolución 57/2021, Resolución 58/2021. A través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021, en abril de 2021 el ENRE dispuso aumentos tarifarios en torno al 9% para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente.

Por último, el 9 de agosto del 2021 el ENRE dictó las Resoluciones 262/2021 y 263/2021, en virtud de las cuales aprobó nuevos valores tarifarios para GUDIs de EDENOR y EDESUR, respectivamente, aplicables a los Grandes Usuarios de la Distribuidora (“GUDI”). Estas resoluciones implicaron un aumento tarifario en torno al 3%.

Resolución 551/2021

El 16 de junio de 2021, la Resolución 551/2021 es dictada por la Secretaría de Energía. Mediante esta norma, se realizaron modificaciones importantes al Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (“MATER”), contemplado en la Resolución 281/2017 y sus modificatorias (“Resolución 281”) del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación (texto actualizado según la Resolución 231/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía). La Resolución 551 es dictada con la finalidad de efectuar una reestructuración del ordenamiento y administración de las prioridades de despacho asignadas y asignables a la generación de fuentes renovables en el MATER.

Los aspectos más destacados de la Resolución son los siguientes:

La norma establece el pago de la reserva de prioridad de despacho para el trimestre de asignación, en lugar de la constitución de la caución conforme a la Resolución 281. También, se establece una reserva de

prioridad de despacho para el trimestre de asignación. En lo relativo a la prórroga del plazo de la habilitación comercial, la resolución extiende la posibilidad a solicitar prórroga por un plazo de hasta (180) días corridos acreditando avance de obra; un proceso para aquellos proyectos que soliciten un plazo de hasta (180) días corridos independientemente del avance de obra alcanzado; y otro proceso para los proyectos que pretendan solicitar una prórroga por un plazo de hasta (360) días corridos adicionales a los contemplados en los Incisos a) o b), independientemente del avance de obra alcanzado.

En forma adicional, sobre la pérdida de la Prioridad de Despacho Asignada, extiende las posibilidades para las oportunidades para la pérdida de la prioridad de despacho asignada. Por último, la Resolución 551 instruyó a CAMMESA a invitar por un plazo de (60) días corridos a los proyectos que, a la fecha del dictado de la presente resolución, cuenten con prioridad de despacho asignada, a optar por encuadrarse a los reglado en la Resolución 551.

Resolución 742/2021

El 3 de agosto de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 742/2021 que modifica la resolución 285/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería. Esta resolución modificó a la luz de favorecer la efectiva ejecución de los proyectos que han celebrado contratos de abastecimiento bajo el Programa RenovAr rondas 1, 1.5, 2 y 3, y la Resolución del ex Ministerio de Energía y Minería 202/16. En particular, la Resolución modificó (i) extensión del plazo adicional previsto por la Resolución 285 para alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial; (ii) posibilidad de solicitar la aplicación de la Resolución 285, conforme las modificaciones introducidas por la Resolución 742; (iii) reducción de multas en base al grado de avance de las obras del proyecto o en un 70% en el caso de proyectos que hayan alcanzado la Habilitación Comercial en un plazo superior a 180 días posteriores al plazo comprometido; (iv) fijación de un tope para el descuento de las multas previstas bajo los Contratos de Abastecimiento respecto de remuneración mensual para aquellos proyectos que hayan optado por abonar las penalidades en 48 cuotas.

Resolución 1260/2021

La Secretaría de Energía de la Nación dictó en fecha 27 de diciembre del 2021 la Resolución 1260/2021, en virtud de la cual se estipularon una serie de requisitos que deben cumplirlos titulares de proyectos que han celebrado contratos de abastecimientos para rescindir o reconducir los contratos de abastecimiento de energía eléctrica suscriptos bajo el Programa RenovAr, rondas 1, 1.5, 2 y 3 o que fueron incorporados por la Resolución del ex Ministerio de Energía 202/2016 (los “Contratos de Abastecimiento”).

Resolución 14/2022

El 21 de enero de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 14/2022, dictada por la Secretaría de Energía en virtud de la cual se realizaron modificaciones al Régimen del MATER de la Resolución 281/2017 y sus modificatorias.

En primer lugar, la resolución sustituye el artículo 9 del Anexo de la Resolución 281 que establecía que en los casos en que se hubieren presentado solicitudes vinculadas con un punto de interconexión (“PDI”) que excedan la capacidad de transmisión o de transformación existente en ese punto de interconexión o en alguna limitación asociada al mismo, el Organismo Encargo del Despacho (“OED”) citaría a los solicitantes a los efectos del desempate a presentar: (i) una declaración que contenga el plazo de habilitación comercial de la central de que se trate; y (ii) un Reporte de Producción de Energía (“RPE”) actualizado a un plazo no mayor de 3 meses anteriores a la fecha de presentación.

En segundo lugar, se incorpora a la Resolución 281 el artículo 9 bis, que establece un esquema de inhibiciones, aplicables a las solicitudes efectuadas a partir del cuarto trimestre calendario del año 2021, en caso de incumplimiento en el ingreso de la potencia asignada dentro de los plazos máximos o de los pagos por mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, regulados por artículo 11 de la Resolución 281.

En conclusión, la Resolución 14 simplifica el proceso de desempate, eliminando el desempate por plazo de habilitación comercial, por factor de capacidad, por beneficios fiscales y por sorteo, incorporando como único requisito y procedimiento el de presentar un Factor de Mayoración, en forma sucesiva hasta lograr el desempate; y establece inhibiciones proporcionales a aquellos proyectos que no cumplan con los pagos por mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada o con los plazos propuestos para el ingreso de la potencia.

Resolución 39/2022

Con el fin de adecuar la normativa vigente para favorecer la concreción de los proyectos pendientes de habilitación comercial, con fecha 27 de enero de 2022, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 39/2022, ofreciendo a los Agentes Generadores que hubieran suscripto Contratos de Demanda Mayorista de Energía Eléctrica en el marco de la Resolución N° 287-E/2017 y que no hubieran alcanzado la habilitación comercial a la fecha de su publicación las siguientes alternativas:

(i) Manifestar en el término de 30 días corridos de publicada la Resolución N° 39/2022, una nueva fecha comprometida extendida (la “Nueva Fecha Comprometida Extendida”), teniendo en cuenta que los proyectos cuyos titulares opten por manifestar la Nueva Fecha Comprometida Extendida estarán sujetos a una adecuación del precio por la disponibilidad de la potencia y la finalización del plazo de vigencia de los Contratos de Demanda Mayorista de Energía Eléctrica será a los 15 años contados a partir de la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida; o

(ii) Presentar la rescisión de los contratos que hubiesen suscripto en el marco de la Resolución N° 287-E/17, sujeta al pago de un monto equivalente a US\$ 17.500 por cada megavatio de potencia contratada.

La presente resolución establece que los titulares de proyectos que opten por cualquiera de dichas alternativas, deberán renunciar expresamente a efectuar, o desistir de cualquier derecho, acción, reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA por cualquier causa anterior al dictado de la Resolución N° 39/2022. En ese sentido, se advierte que la Resolución SE N°440/2021 ya había impuesto dicha obligación a los agentes que decidieran acogerse a dicha resolución. A la fecha de este Prospecto, la Emisora carece de cualquier tipo de reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral y ante tal inexistencia, no ha tenido que desistir de ningún reclamo.

Adicionalmente, la presente resolución establece que para aquellos Agentes Generadores que hubieran suscripto Contratos de Demanda Mayorista de Energía Eléctrica en el marco de la Resolución N° 287-E/2017, que no hubieran alcanzado la habilitación comercial a la fecha de su publicación y que no opten por alguna de las alternativas indicadas precedentemente, el Contrato de Demanda Mayorista de Energía Eléctrica quedará resuelto de pleno derecho, automáticamente, sin necesidad de notificación alguna y sin derecho a indemnización de ningún tipo a favor de la parte vendedora, debiendo procederse a la ejecución de la garantía oportunamente constituida.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía se encuentra en tratativas a los fines de solicitar una Nueva Fecha Comprometida Extendida para todos los Contratos de Demanda Mayorista de Energía Eléctrica suscriptos en el marco de la Resolución N° 287-E/2017.

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, usted debe considerar cuidadosamente los riesgos descritos a continuación, además de la demás información contenida en el presente Prospecto. Las Compañías también pueden enfrentarse a riesgos e incertidumbres adicionales que no se conocen actualmente o que, a la fecha del presente Prospecto, se podrían considerar irrelevantes, pero que pueden perjudicar sus actividades. La información contenida en esta sección de Factores de Riesgo incluye declaraciones sobre hechos futuros que implican riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de las Compañías podrían diferir materialmente de los previstos en las declaraciones sobre hechos futuros como consecuencia de numerosos factores, incluidos los descritos en "Declaraciones sobre Hechos Futuros".

Riesgos relacionados con la Argentina

Los negocios de las Compañías dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas y sociales de la Argentina

Sustancialmente todas las operaciones, bienes y clientes de las Compañías están ubicados en la Argentina o se derivan en ella y, por lo tanto, sus negocios dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas y sociales imperantes en la Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y sociales de la Argentina y las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino han tenido y se prevé que continuarán teniendo un impacto significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las Compañías. Argentina es un mercado emergente, e invertir en mercados de tal naturaleza generalmente conlleva riesgos adicionales. Los inversores deben efectuar sus propias evaluaciones acerca de Argentina y las condiciones imperantes en el país antes de tomar la decisión de invertir en las Obligaciones Negociables.

La economía argentina ha experimentado una importante volatilidad en las décadas recientes, caracterizadas por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación monetaria, y podría registrarse mayor volatilidad en el futuro. En particular, durante los años 2001 y 2002, la Argentina atravesó una severa crisis política, económica y social que generó una importante contracción económica y condujo a cambios radicales en las políticas gubernamentales que afectaron al sector privado. Para enfrentar la crisis económica de 2001 y 2002 en la Argentina, el gobierno nacional adoptó, entre otras, medidas tales como el congelamiento de los precios de potencia y el cambio en el marco regulatorio.

Si bien la economía argentina se recuperó significativamente desde la crisis de 2001, la misma continúa inestable y vulnerable. En particular, la economía se contrajo en 2018, 2019 y 2020. De acuerdo con información publicada por el INDEC, el PBI real de Argentina disminuyó un 2,1% en 2016, creció un 2,7% en 2017, disminuyó un 2,5% en 2018, y disminuyó un 2,2% en 2019. En 2020, el PIB real de Argentina se redujo en un 4,3%, principalmente debido a las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para hacer frente a los efectos de la actual pandemia de COVID-19. En 2021, el PIB real de Argentina creció un 8,6% en relación con el año anterior. El rendimiento de Argentina en términos del PBI ha dependido en gran medida de los altos precios en los commodities, que son volátiles en el corto plazo, por encima del control del gobierno argentino y el sector privado.

Las condiciones económicas argentinas dependen de una serie de factores, entre los que se encuentran los siguientes: (i) la producción nacional, la demanda internacional y los precios de las principales exportaciones de productos básicos de Argentina; (ii) la competitividad y la eficiencia de las industrias y los servicios nacionales; (iii) la estabilidad y la competitividad del peso argentino frente a las monedas extranjeras; (iv) la tasa de inflación; (v) los déficits fiscales del Gobierno Argentino; (vi) los niveles de deuda pública del Gobierno Argentino; (vii) la inversión y la financiación extranjeras y nacionales; y (viii) las políticas gubernamentales y el entorno legal y normativo.

Algunas de las políticas de Gobierno Argentino y la regulación -que en ocasiones han sido implementadas a través de medidas informales y han estado sujetas a cambios radicales- que han tenido gran impacto en la economía de Argentina en el pasado han sido, entre otras: (i) la política monetaria, incluyendo los controles cambiarios, controles sobre los capitales, altas tasas de interés y una variedad de medidas para contener la inflación; (ii) restricciones a las exportaciones e importaciones; (iii) controles de precios; (iv) incrementos salariales obligatorios y la prohibición de los despidos; (v) impuestos, y (vi) la intervención del Gobierno Argentino en el sector privado.

Las elecciones generales presidenciales y legislativas en Argentina tuvieron lugar el 27 de octubre de 2019, y de ellas resultó vencedora la fórmula del Frente de Todos para ocupar la presidencia. El 10 de diciembre

de 2019, el actual presidente, Sr. Alberto Fernández, asumió el cargo. En cuanto a los resultados legislativos, el Frente de Todos logró conservar la mayoría en la Cámara de Senadores mientras que Juntos por el Cambio logró retener la mayoría en la Cámara de Diputados.

El 14 de noviembre de 2021 se realizaron las elecciones legislativas generales, tanto a nivel nacional como provincial. En particular, 127 de los 257 escaños de la Cámara de Diputados estuvieron en disputa, así como 24 de los 72 escaños del Senado de la Nación. Desde el 10 de diciembre de 2019, la coalición representada por la administración Fernández ha tenido mayoría en ambas cámaras del Congreso Nacional, al tiempo que las elecciones legislativas pueden conducir a nuevos cambios en los partidos políticos actualmente en el poder. En las elecciones legislativas generales Juntos obtuvo el 41,97% de los votos mientras que Frente de Todos obtuvo el 33,57%, observándose una diferencia a nivel nacional de 8,37%. Este resultado implica que el Frente de Todos ha perdido la mayoría en el Senado, lo cual no sucedía desde el año 1983. No es posible prever los resultados económicos y sociales de la posible inestabilidad política de los próximos años.

Las Compañías no pueden asegurar que los acontecimientos en Argentina no afecten a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales del país y, en consecuencia, afecten a su negocio, resultado de las operaciones y situación financiera.

La pandemia generada por el virus del COVID-19 y las medidas gubernamentales adoptadas para limitar la propagación del virus han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en las economías internacionales y en la economía de Argentina

En el mes de diciembre de 2019, la Organización Mundial de la Salud (“OMS”) detectó una nueva cepa del virus del COVID-19 con origen en la ciudad de Wuhan, China y, en marzo de 2020, dicha organización caracterizó formalmente dicho brote como una pandemia. Los gobiernos de todo el mundo, incluyendo Argentina, adoptaron medidas extraordinarias tendientes a limitar la propagación del virus. En particular, el Gobierno Nacional adoptó una serie de medidas extraordinarias, entre las que cabe destacar: aislamiento obligatorio, cierre de fronteras externas y restricciones de viajes dentro del territorio nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, restricciones respecto de ciertas actividades económicas, controles de precios y la prohibición de proceder a despidos sin causa de trabajadores, cada una de las cuales tuvo como propósito detener la propagación del virus del COVID-19, mitigando al mismo tiempo los efectos de la pandemia sobre la economía argentina.

Transcurridos dos años de la pandemia, las perspectivas mundiales siguen siendo muy inciertas. Si bien el nivel de contagios en nuestro país se vio atenuado en los últimos meses, nuevas mutaciones del virus que se podrían generar son motivos de preocupación aun cuando la creciente cobertura de la inmunización contribuye al optimismo. Las recuperaciones económicas están divergiendo entre países y sectores, debido a la diversidad de trastornos inducidos por la pandemia y del grado de respaldo de las políticas. Las perspectivas dependen no solo del resultado de la lucha entre virus y vacunas, sino que también del grado en que las políticas económicas desplegadas en medio de una gran incertidumbre puedan limitar los daños duraderos causados por esta crisis histórica. Por lo tanto, no resulta claro si podrán contenerse o resolverse las dificultades e incertidumbres que han surgido a raíz de la pandemia y qué efectos podrán tener sobre las condiciones políticas y económicas globales a largo plazo.

Las medidas restrictivas implementadas en Argentina con el fin de mitigar el impacto del brote de COVID-19 en el país han dado lugar a una significativa desaceleración de la actividad económica, afectando adversamente el crecimiento económico en 2020 y 2021.

Adicionalmente, la pandemia del COVID-19 impactó sobre el sector energético de Argentina. En razón de las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio que se establecieron mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia 297/2020 en respuesta a la pandemia del COVID-19, la demanda de energía en la industria y en el sector comercial disminuyó un 8% durante 2020 en comparación con 2019, lo cual se vio parcialmente compensado por un incremento del 8% en el consumo residencial durante idéntico período. En el año 2021, se registró un incremento de la demanda total de 3,8% y 5,2%, comparado con 2019 y 2020, respectivamente. Asimismo, como consecuencia de las demoras significativas en los cobros de montos procedentes de distribuidores, grandes usuarios y los aportes del Gobierno Nacional, CAMMESA ha extendido el plazo de pago a las generadoras en aproximadamente 40 días. Con respecto al marco regulatorio del programa Energía Base, CAMMESA también suspendió el mecanismo de ajuste por inflación para la remuneración fijada por la Resolución SE 31/20. Estas medidas afectan la situación financiera del sector de generación de electricidad y, si continúan empeorando, podrían afectar la cadena de pagos, tornando dificultoso el mantenimiento y poniendo en riesgo la disponibilidad de la capacidad instalada.

El Gobierno Nacional también suspendió desde el 1 de marzo de 2020 hasta el 30 de diciembre del mismo año la capacidad de las empresas distribuidoras de suspender o cortar los servicios a los usuarios que habían incurrido en mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas. Asimismo, la administración del presidente Alberto Fernández, por medio de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, suspendió todos los incrementos de tarifas por 180 días (medida extendida hasta el 23 de marzo de 2021 por medio de los Decretos 543/2020 y 1020/2020) y estableció el relanzamiento de una revisión tarifaria integral o revisión de carácter extraordinario. El Poder Ejecutivo también intervino en los entes reguladores y supervisores de la industria de energía eléctrica y gas natural (ENRE y ENARGAS). En abril de 2021, el Gobierno Argentino autorizó un aumento de las tarifas de transmisión y distribución de electricidad y gas natural del 9%. En febrero del 2022, el Gobierno Argentino anunció un aumento promedio de las tarifas de electricidad y gas natural del 17%. No podemos predecir las medidas adicionales que puede tomar el Gobierno Argentino en dicho sentido.

Entre otras medidas, por medio del Decreto N° 167/2021 se amplió la emergencia pública en materia sanitaria declarada en la Argentina mediante la Ley N° 27.541, hasta el 31 de diciembre de 2021, que posteriormente fuera prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2022 por medio del Decreto N° 867/2021.

Asimismo, a continuación, se mencionan las principales medidas que fueron adoptadas por el Gobierno Nacional con el objetivo de paliar los efectos adversos causados por el coronavirus en la economía argentina: Ingreso Familiar de Emergencia y Subsidio Extraordinario, Congelamiento de Cuotas de Créditos Hipotecarios y Suspensión de Ejecuciones Hipotecarias, Préstamos para MiPyMEs, Prohibición de Despidos y Suspensiones, Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (ATP), Programa de Recuperación Productiva II., y la Ley Nro. 27.653 de Alivio Fiscal para Fortalecer la Salida Económica y Social a la Pandemia Generada por el COVID-19.

Continuamos monitoreando la propagación del coronavirus y sus riesgos relacionados. La magnitud y duración de la pandemia y el surgimiento de nuevas cepas, así como su impacto en los negocios de las Compañías, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo es incierta globalmente. Sin embargo, si la propagación retomara una trayectoria ascendente, dicho impacto podría incrementarse y los negocios de las Compañías, sus resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo podrían verse material y adversamente afectados. En la medida en que la pandemia de coronavirus afecte adversamente los negocios de las Compañías y resultados financieros, también es posible que tenga el efecto de aumentar muchos de los otros riesgos descriptos en la presente sección, como por ejemplo aquellos relacionados con el nivel de endeudamiento, la necesidad de generar suficientes flujos de efectivo para repagar el endeudamiento, y la habilidad de cumplir con los compromisos contenidos en los acuerdos que componen dicho endeudamiento.

Una tasa de inflación persistentemente alta podría afectar negativamente la economía argentina

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del Gobierno Argentino para fomentar condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años hasta la fecha, la Argentina ha enfrentado altos niveles de inflación, evidenciados principalmente en el aumento significativo de los precios de los combustibles, la energía y los alimentos. En 2017, el INDEC informó que el incremento del índice de precios al consumidor (“IPC”) fue del 24,8%, mientras que el aumento del índice de precios internos al por mayor (“IPM”) fue del 18,8%. En 2018, el INDEC registró una variación del IPC de 47,6% con respecto al año 2017, mientras que el aumento del IPM para el mismo período fue del 73,5%. En 2019, el INDEC registró una variación del IPC de 53,8% con respecto al año 2018, mientras que el aumento del IPM para el mismo período fue del 58,5%. En 2020, el INDEC registró un aumento del IPC del 36,1% respecto a 2019, mientras que el IPM aumentó un 35,4% respecto a 2019. En 2021, el INDEC registró un aumento del IPC del 50,9% respecto a 2020, mientras que el IPM aumentó un 51,3% respecto a 2020. Para los períodos de enero, febrero, marzo y abril del 2022, según los reportes del INDEC, el IPC fue del 3,9%, 4,7%, 6,7% y 6,0%, respectivamente.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del Gobierno Argentino de crear condiciones que impulsen el crecimiento. Un entorno de altos índices de inflación también podría afectar negativamente la competitividad internacional de Argentina, los salarios reales, las tasas de empleo, las tasas de consumo, las tasas de interés, y la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad de crédito nacional e internacional para las empresas. El alto nivel de incertidumbre relacionado con las variables económicas mencionadas, y la falta general de estabilidad en términos inflacionarios, podrían generar plazos contractuales reducidos y afectar la capacidad de planificar con anticipación y tomar decisiones estratégicas. Esta situación podría tener un impacto negativo en la actividad económica, lo cual podría afectar significativa y negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las Compañías.

Las políticas monetarias llevadas a cabo por el Banco Central para proporcionar asistencia financiera al Gobierno Argentino con el fin de financiar las medidas adoptadas en relación con la pandemia de COVID-19 en curso podrían desencadenar nuevas presiones inflacionistas durante el año 2022. El 3 de junio de 2022, el Banco Central anunció que las nuevas estimaciones de inflación para los años 2022, 2023 y 2024 son del 72,6%, 60,0% y 47,8%, respectivamente, de acuerdo con su encuesta de expectativas de mercado (Relevamiento de Expectativas de Mercado) realizada entre el 27 y 31 de mayo de 2022. Si los niveles de inflación se mantienen altos o siguen aumentando en el futuro, el desarrollo de la economía argentina podría verse afectado negativamente y el acceso al crédito podría volverse aún más restringido, y los resultados de operación podrían de las Compañías podrían verse materialmente afectados.

Las fluctuaciones en el valor del peso argentino podrían afectar negativamente la economía argentina

Las fluctuaciones en el valor del Peso continúan afectando la economía argentina. Desde el mes de enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado en forma significativa. Los niveles continuamente altos de inflación, junto con los controles de tipos de cambio formales y de hecho existentes hasta 2015 generaron un tipo de cambio oficial cada vez más sobrevaluado. Sumado a los efectos de los controles de tipos de cambio y las restricciones sobre el comercio exterior, los precios relativos altamente distorsionados generaron una pérdida de competitividad de la producción argentina y la obstaculización de las inversiones, dando lugar a una recesión económica. En 2019, 2020 y 2021, el Peso se depreció 58,9%, 40,5% y 14,7%, respectivamente, con respecto al Dólar Estadounidense. Al 8 de junio de 2022, el tipo de cambio fue de Pesos Argentinos 121,46 por Dólar Estadounidense, lo que refleja un incremento de aproximadamente 27,83% con respecto al mismo período del año anterior. Ver "*Información Adicional – c) Controles de Cambio*".

La depreciación del Peso podría tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas de atender el servicio de su deuda denominada en moneda extranjera, generar inflación, reducir significativamente los salarios reales y poner en peligro la estabilidad de las empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado local, afectando asimismo la capacidad del Gobierno Argentino de honrar sus obligaciones de deuda externa. Una apreciación significativa del peso frente al Dólar Estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Tal apreciación también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación fiscal en términos reales.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2021, el 98% de nuestro EBITDA ajustado fue el resultado de nuestros CCEE con CAMMESA y los off-takers privados, que están denominados en Dólares Estadounidenses pero se pagan en Pesos al tipo de cambio oficial. En consecuencia, las fluctuaciones del valor del Peso frente al Dólar Estadounidense podrían tener un impacto significativo en nuestros resultados de operaciones.

El mantenimiento de controles cambiarios o el establecimiento de nuevos controles, restricciones a las transferencias al exterior y restricciones al ingreso de capitales podría limitar la disponibilidad de crédito internacional y podría amenazar al sistema financiero, lo cual podría afectar negativamente la economía argentina

En el pasado, el Gobierno Nacional incrementó los controles sobre la venta de moneda extranjera, limitando las transferencias de fondos al exterior. Las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional restringieron significativamente el acceso al mercado oficial de cambios y, como resultado de ello, se desarrolló un mercado no oficial de comercialización de Dólares Estadounidenses, en el cual el tipo de cambio entre el Peso y el Dólar Estadounidense difería considerablemente de la cotización oficial. Si bien la administración anterior había eliminado inicialmente las restricciones cambiarias en 2016, en setiembre de 2019, en respuesta a una significativa fuga de capitales del país, el Banco Central impuso restricciones a las operaciones con divisas las cuales continuaron en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019. Luego del cambio de gobierno que tuvo lugar en diciembre de 2019, la actual administración ha extendido las medidas de manera indefinida, estableciendo nuevas restricciones, incluyendo un nuevo impuesto (impuesto solidario) sobre ciertas operaciones que implican la compra de moneda extranjera por residentes argentinos. Como consecuencia de la profundización de los controles de cambio, la diferencia entre el tipo de cambio oficial y otros tipos de cambio en el mercado informal que surgieron implícitamente como consecuencia de ciertas operaciones comúnmente celebradas en los mercados de capitales aumentó, generando una brecha de aproximadamente 88% entre lo que se conoce como "contado con liquidación" y el tipo de cambio oficial al 31 de diciembre de 2021.

Si bien el tipo de cambio oficial se ha estabilizado ampliamente desde la adopción de estos controles de cambio, no podemos asegurar que no se producirán fluctuaciones significativas del tipo de cambio en el futuro. Los controles de cambio actuales se aplican con respecto al acceso al mercado de divisas por residentes para fines

de ahorro e inversión en el exterior, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos en moneda extranjera en el exterior, pagos de importaciones y exportaciones de bienes y servicios, y la obligación de ingreso y conversión a Pesos de fondos provenientes de las exportaciones de bienes y servicios, entre otras cuestiones. Véase “*Información Adicional – c) Controles de Cambio*”.

No resulta posible prever el plazo de permanencia en vigencia de dichas medidas o si se impondrán restricciones adicionales. El Gobierno Nacional podría mantener o imponer nuevos controles de cambio, restricciones o bien adoptar otras medidas en respuesta a fugas de capitales o una depreciación significativa del Peso, lo cual podría limitar el acceso a los mercados de capitales internacionales, afectando la economía. Asimismo, dichas restricciones y medidas sobre control de cambios en evolución pueden dar lugar a pedidos de información, acciones ejecutivas y penalidades del Banco Central con motivo de discrepancias en cuanto a interpretaciones u otros motivos.

Como cuestión afín a ello, las reservas internacionales depositadas en el Banco Central han sufrido fluctuaciones de carácter significativo. Las reservas internacionales del Gobierno Nacional ascendieron a U\$S 39.662 millones al 30 de diciembre de 2021 y U\$S 41.650 millones al 30 de mayo de 2022. Las medidas que el Gobierno Argentino adopte en el futuro podrían reducir aún más el nivel de las reservas internacionales depositadas en el Banco Central en el futuro.

La disminución de los precios internacionales de los principales commodities exportados por la Argentina podría afectar negativamente la situación económica del país

Los mercados de materias primas agrícolas se caracterizan por una volatilidad generalmente elevada. Esta dependencia de la exportación de ciertos productos básicos, como la soja, ha hecho que la economía argentina sea vulnerable a las fluctuaciones de sus precios. Si los precios internacionales de las materias primas agrícolas siguen disminuyendo producto de, entre otras cuestiones, una recesión internacional generalizada, la economía de Argentina podría verse negativamente afectada, generando un impacto negativo sobre los ingresos fiscales del Gobierno Argentino, inclusive en su capacidad de cancelar su deuda, y sobre la disponibilidad de divisas. Asimismo, la producción agrícola, que representa una fuente importante de los ingresos por exportaciones de Argentina, podría verse negativamente afectada debido a condiciones climáticas adversas.

Cualquiera de estos sucesos podría afectar negativamente a la economía del país y, como resultado, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las Compañías.

Los elevados niveles de gasto público podrían dar lugar a consecuencias adversas para la economía argentina

En el pasado, el Gobierno Nacional aumentó el gasto público de manera significativa. En 2019, los gastos del sector público nacional aumentaron un 44,3% y el gobierno informó un déficit fiscal primario de 0,44% del PBI. En 2020, los gastos del sector público nacional alcanzaron un incremento del 52,7%, y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 6,5% del PBI, atribuible, en parte, al impacto de la pandemia del virus del COVID-19. En 2021, los gastos del sector público nacional alcanzaron un incremento del 77%, y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 3% del PBI. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado adversamente en el futuro si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que los ingresos del Gobierno Nacional a causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y mayor gasto en obras públicas y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte.

Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del Gobierno Nacional de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados. Adicionalmente, un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del Gobierno Nacional de continuar brindando subsidios a los consumidores del sector eléctrico. A la fecha de este Prospecto, no pueden preverse con exactitud las consecuencias sobre la economía argentina que podrían derivar de alguna medida adoptada por el Gobierno Nacional para cumplir con los objetivos fiscales y de inflación.

La capacidad del Gobierno Argentino de obtener financiación en los mercados de capitales internacionales podría ser limitada o demasiado onerosa, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y promover el crecimiento económico

El Gobierno Nacional ha incumplido el pago de sus instrumentos de deuda soberana en el pasado, en 2001/2002 y nuevamente en épocas recientes, en 2019/2020, y puede incumplir el pago de su deuda soberana en

el futuro. Como consecuencia de ello, el Gobierno Nacional podrá no tener acceso a financiación internacional o dicho acceso podría ser demasiado oneroso, lo cual podría limitar su capacidad de efectuar inversiones y promover el crecimiento económico. Adicionalmente las compañías en el sector público argentino podrían asimismo encontrar dificultades para acceder a la financiación internacional, a costos razonables o en modo alguno.

Durante el mes de marzo de 2020, el Gobierno Nacional llevó a cabo conversaciones con varios grupos de acreedores para analizar un proceso de sostenibilidad de la deuda argentina. Con respecto a los bonos internacionales de Argentina, en abril de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional aprobó la reestructuración de ciertos bonos globales emitidos bajo legislación extranjera por un monto de hasta US\$ 65.000 millones. El 31 de agosto de 2020, el Gobierno Nacional anunció que había obtenido los consentimientos para canjear 99% del monto total de capital pendiente de pago de los bonos globales elegibles de todas las clases, tras lo cual se perfeccionó el canje.

Asimismo, el Gobierno Nacional entabló conversaciones con el Club de París para renegociar su deuda con dicho organismo, en razón del vencimiento establecido para el 30 de mayo de 2021 por un total de US\$ 2.300 millones, que tiene un período de gracia de 60 días. Con fecha 23 de junio de 2021, el Ministro de Economía Martín Guzmán anunció que el Gobierno Nacional alcanzó un acuerdo con el Club de París para evitar caer en default el 31 de julio de 2021 y poder seguir renegociando hasta el 31 de marzo de 2022. En razón de dicho acuerdo, el Gobierno Argentino debía pagar un total de US\$ 430 millones, a cuenta del capital de la deuda total, en dos partes: el 31 de julio de 2021 y el 28 de febrero de 2022. Con fecha 22 de marzo de 2022, el Ministro de Economía Martín Guzmán anunció que el Gobierno Nacional acordó con el Club de París una nueva extensión del entendimiento alcanzado en junio del 2021, comprometiéndose las partes a concluir el proceso de renegociación de la deuda antes del 30 de junio de 2022. El acuerdo alcanzado incluye garantías financieras por parte del Club de París en respaldo al programa de facilidades extendidas que tiene una duración de treinta meses, permitiéndole a la Argentina asegurar las fuentes financieras identificadas en el acuerdo con el FMI. Las garantías financieras otorgadas establecen que, durante la vigencia del programa, Argentina realizará pagos parciales a los miembros de Club de manera proporcional a los que efectúe a otros acreedores bilaterales, de acuerdo a los términos establecidos en el entendimiento de junio de 2021. Con fecha 30 de mayo de 2022, el Gobierno Nacional dispuso, mediante el Decreto N° 286/2022, el diferimiento de los pagos de la deuda con el Club de París hasta la existencia de un nuevo acuerdo marco que reemplace el antes suscripto y los acuerdos bilaterales suscriptos en su consecuencia, o hasta el 30 de septiembre de 2024, lo que ocurra primero.

En junio de 2018 el Gobierno Nacional llegó a un acuerdo con el FMI para una línea de crédito por un monto de US\$ 50.000 millones con una duración de 3 años, el cual fue modificado posteriormente elevando el monto a US\$ 57.100 millones hasta 2021. Luego de un informe del FMI de febrero de 2020 dando cuenta que la deuda de Argentina podría no ser sustentable, el Gobierno Nacional solicitó el inicio de conversaciones con el FMI para renegociar el acuerdo. El 20 de marzo de 2020, el FMI emitió, a pedido de las autoridades de Argentina, un comunicado técnico en el cual proveían su visión en el nivel de condonación de deuda que podría apuntalar muy probablemente una reestructuración de la deuda consistente con la restauración de la sostenibilidad de la deuda. En dicho comunicado, el FMI indicó que, dependiendo del escenario de reestructuración de deuda de Argentina, el alivio necesario de los flujos de fondos de la deuda en moneda extranjera varía entre US\$ 55.000.000.000 y US\$ 85.000.000.000 para la próxima década. El día 28 de enero de 2022, el presidente Alberto Fernández anunció que se había llegado a un acuerdo con el FMI para refinanciar la deuda (el “Acuerdo”). Dicho Acuerdo comprende ciertos compromisos y metas económicas y fiscales por parte del Gobierno Nacional, tales como la eliminación del déficit fiscal para 2025 (previendo una reducción escalonada, alcanzando el 2,5% en 2022, 1,9% en 2023 y 0,9% 2024). Asimismo, comprende el otorgamiento de un nuevo préstamo (el “Nuevo Préstamo del FMI”) a la Argentina bajo el cual se desembolsarán las sumas necesarias para realizar los pagos bajo el acuerdo previo y acumular reservas, con un perfil de vencimientos entre 2026 y 2032. Se prevé que los desembolsos bajo el Nuevo Préstamo del FMI se encontrarán sujetos al resultado de las revisiones trimestrales que realizará el FMI respecto al cumplimiento de la Argentina de los compromisos y metas económicas y fiscales asumidas. Con fecha 18 de marzo de 2022, el Congreso Nacional aprobó el Acuerdo mediante la Ley N° 27.668. El 25 de marzo de 2022, el directorio ejecutivo del FMI aprobó el acuerdo alcanzado con Argentina, lo cual permite un desembolso inmediato de US\$ 9.656 millones. En el supuesto que el Gobierno Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, la Argentina podría verse en situación de default respecto a la deuda contraída con el FMI y, en consecuencia, su situación financiera y económica podrían verse adversamente afectadas.

El 24 de junio de 2021, el Morgan Stanley Capital Index (“MSCI”), en su informe de clasificación de mercados, reclasificó al mercado argentino de la categoría “Mercados Emergentes” a la categoría “Independiente” o “Mercados Independientes”, clasificación que se reserva para aquellos países que tienen

barreras de accesibilidad a los inversores extranjeros, tensiones políticas, mercados de capitales pequeños y economías pobres o que carecen de regulaciones adecuadas. En el caso de Argentina, la clasificación como mercado “Independiente” se debió a la prolongada severidad de los controles de cambio en el mercado de capitales que no se ajusta a los criterios de accesibilidad del índice del MSCI Mercados Emergentes. Como resultado de la reclasificación, varias empresas argentinas sufrieron un impacto negativo en el precio de sus acciones, y pueden tener mayores dificultades para obtener financiación en el futuro.

Como en el pasado, este proceso de reestructuración podría derivar en reclamos judiciales contra el Gobierno Nacional y afectar adversamente su capacidad para implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento económico. Asimismo, debido a incumplimientos respecto del pago de su deuda, pasados o futuros, no podemos asegurar que Argentina tendrá acceso a financiación internacional en el futuro, sobre términos favorables o en modo alguno. Si Argentina no pudiera acceder a financiación, no estará en condiciones de impulsar el crecimiento económico o invertir en el país. Como consecuencia de ello, no podemos asegurar que las compañías del sector privado de Argentina tendrán acceso a financiación sobre términos favorables o efectivamente tendrán acceso a la financiación, lo cual podría afectar adversamente nuestros negocios, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

La intervención del Gobierno Argentino en la economía argentina podría socavar los negocios y la confianza de los inversores

El Gobierno Nacional ejerce un control sustancial sobre la economía y podría incrementar su nivel de intervención en ciertas áreas de la economía, incluso mediante la regulación de las condiciones del mercado y los precios.

En el pasado reciente, el Gobierno Nacional aumentó el nivel de intervención en la economía a través de, entre otras, medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios, controles cambiarios y restricciones a los flujos de capitales. Por ejemplo, en 2012, el Gobierno Nacional expropió las acciones de Repsol S.A. en YPF S.A., la mayor compañía de petróleo y gas de Argentina, aumentando así su influencia en el sector energético. En el año 2020, en el marco de la emergencia sanitaria declarada por el brote del coronavirus COVID-19, el Gobierno Argentino dictó diversas medidas a fin de evitar el deterioro de la economía, incluyendo la congelación de precios de las locaciones y de las tarifas, la prohibición de despidos, e intervenciones tales como la llevada a cabo en junio de 2020, que el Gobierno Argentino ordenó la intervención temporal del grupo Vicentín S.A.I.C., el cual se encontraba en concurso preventivo. Sin embargo, en fecha 31 de julio de 2020 el Gobierno dispuso la derogación del DNU Nro. 522/2020 que ordenaba la intervención del Grupo Vicentín por 60 días alegando, entre diversas razones, la imposibilidad de conocer el pasivo real de la compañía y los riesgos que implicaría proceder sin dicha información. En el marco del aumento de los precios de los alimentos que se aceleró por la invasión de Rusia a Ucrania, con fecha 19 de marzo de 2022 mediante el Decreto N° 132/2022 el Gobierno Nacional creó el fondo fiduciario público denominado “Fondo Estabilizador del Trigo Argentino” con el objeto de estabilizar el costo de la tonelada de trigo que compran los molinos argentinos.

En el futuro, el nivel de intervención en la economía por parte del Gobierno Argentino podría continuar o aumentar, incluso en respuesta al descontento social, mediante la expropiación, nacionalización, intervención, renegociación forzosa o modificación de los contratos existentes, las nuevas políticas fiscales, el establecimiento de controles de precios, los cambios en las leyes, los reglamentos y las políticas que afectan al comercio exterior y a la inversión. Además, las Compañías se dedican al negocio de la generación de energía, por lo que sus negocios o activos pueden ser considerados de interés público por el Gobierno Argentino y estar sujetos a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización del negocio o activos de las Compañías, o estar sujetos a la renegociación o anulación de los contratos existentes, y otros riesgos similares. En caso de expropiación, las Compañías pueden tener derecho a recibir una indemnización por la cesión de sus activos. Sin embargo, el precio a percibir puede no ser el de mercado o no ser suficiente para pagar sus pasivos, y es posible que tengan que emprender acciones legales para reclamar una compensación adecuada o para recibirla.

Estas medidas pueden afectar negativamente a la economía Argentina y, a su vez, a las actividades, resultados de las operaciones y situación financiera de las Compañías, así como a la capacidad para pagar las Obligaciones Negociables.

La presión del Gobierno Argentino o los sindicatos de trabajadores requiriendo aumentos salariales y/o beneficios adicionales podría afectar negativamente las condiciones comerciales del país

En el pasado, el Gobierno Nacional aprobó leyes y normas por las cuales se ha obligado a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Asimismo, los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, han sido objeto de fuertes presiones

ejercidas por trabajadores y organizaciones gremiales para que brinden aumentos salariales y otros beneficios. El Gobierno Nacional ha aumentado en diversas oportunidades el salario mensual mínimo. Adicionalmente, ha dispuesto diversas medidas para atenuar el impacto de la inflación y la fluctuación del tipo de cambio en los salarios.

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, tal como la Ley de Contratos de Trabajo 20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo 14.250, que disponen, entre otras cuestiones, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio y/o cada compañía negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes están sujetas a la decisión final una vez aprobada por la autoridad laboral y deben cumplir con los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se aplica el convenio colectivo de trabajo.

Entre las medidas adoptadas por la administración de Alberto Fernández para hacer frente a la crisis social y económica existente en Argentina, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto 34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, con motivo de la emergencia económica y el aumento del desempleo. Su propósito fue el de disuadir a los empleadores de despedir a su personal. Dicha medida fue posteriormente reforzada en virtud del Decreto 329/2020, dictado en medio de la pandemia del COVID-19, por el cual se estableció que, en caso de despidos sin causa durante seis (6) meses, los empleados gozarían del derecho de percibir el doble de la indemnización. Esta medida fue prorrogada en diversas ocasiones, hasta el establecimiento, mediante Decreto 886/2021, de un esquema que implica su eliminación gradual para el 30 de junio de 2022. Adicionalmente, el 14 de agosto de 2020, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Teletrabajo N° 27.555. El propósito de dicha ley es establecer requisitos mínimos legales para la regulación del teletrabajo en aquellas actividades que lo permitan, debido a su naturaleza y características particulares. Asimismo, esta ley incorpora al régimen de contrato aprobado por la Ley N° 20.744 determinadas provisiones relacionadas al teletrabajo como la jornada laboral, los elementos de trabajo y los derechos y obligaciones del empleado, entre otros.

No puede asegurarse que el Gobierno Argentino no adoptará medidas en el futuro por las que se exija a los empleadores un aumento de salarios y/o el otorgamiento de beneficios laborales o que nuestros empleados y/o las organizaciones gremiales no presionarán directamente para obtener dichos aumentos. Dichos aumentos podrían dar lugar a un incremento de nuestros gastos operativos y, por ende, podrían afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones.

La incapacidad de abordar adecuadamente los riesgos efectivos y percibidos de deterioro institucional y corrupción podría afectar adversamente la economía argentina y la situación financiera

La ausencia de un marco institucional sólido y la corrupción han sido, y continúan siendo, identificadas como un problema significativo para Argentina. En la encuesta del Índice de Percepción de la Corrupción 2021 de Transparencia Internacional respecto de 180 países, Argentina ocupó el lugar 96, un retroceso respecto de la encuesta anterior de 2020, en la cual había ocupado el lugar 78. En último informe *Doing Business* publicado en el año 2020 y elaborado por el Banco Mundial, Argentina calificó en el puesto 126 entre 190 países, ocupando el puesto 119 en 2019.

Reconociendo que estas cuestiones podrían desencadenar más inestabilidad política, distorsiones en el proceso de toma de decisiones y podrían afectar adversamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, el Gobierno Nacional ha anunciado diversas medidas destinadas a robustecer las instituciones de Argentina y poner freno a la corrupción, incluyendo, sin limitación alguna, la reducción de condenas a cambio de brindar cooperación al Gobierno Nacional en investigaciones sobre corrupción, mayor acceso a la información por parte del público, confiscación de activos a funcionarios corruptos, otorgamiento de mayores facultades a la Oficina Anticorrupción y la aprobación de una nueva legislación sobre ética pública. La capacidad del Gobierno Nacional de implementar dichas iniciativas es incierta dado que justificaría la intervención del Poder Judicial, un poder independiente, así como el respaldo legislativo. No se puede asegurar si la implementación de estas medidas resultará exitosa.

Históricamente, el desempeño económico de Argentina ha sido, y continuará siendo, influido por su contexto político. Las crisis políticas han afectado, y continuarán afectando, la confianza entre los inversores y el público en general que históricamente ha dado lugar a recesiones económicas y ha aumentado la volatilidad de los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica en Argentina ha dañado la confianza del mercado en la economía argentina y ha menoscabado el ambiente político. Las débiles condiciones

macroeconómicas de Argentina subsistieron durante 2018, exacerbadas desde 2019 hasta la fecha del presente Prospecto, inclusive.

La incapacidad del Gobierno Nacional de abordar adecuadamente estos riesgos efectivos y percibidos de deterioro institucional y corrupción podría afectar adversamente la economía Argentina y la situación patrimonial, lo cual, a su vez, podría afectar adversamente nuestros negocios, nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

La economía argentina podría verse afectada negativamente por acontecimientos económicos en otros mercados

La economía argentina es vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos en la región o a nivel mundial. Una baja significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos), podría tener un impacto material adverso significativo en la balanza comercial de Argentina y afectar adversamente la economía del país. Asimismo, Argentina podría verse afectada por las condiciones económicas y de mercado de otros mercados a nivel mundial, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de Argentina en 2009. Asimismo, la pandemia provocada por el virus del COVID-19 tuvo un impacto significativo sobre la economía global y las economías de los países de América Latina, siendo aún incierta su plena repercusión.

En el pasado, las economías de mercados emergentes se vieron afectadas por cambios en la política monetaria de los Estados Unidos, generando en ocasiones la reversión de inversiones y una creciente volatilidad del valor de sus divisas. Durante el año 2018, la curva de tasas de interés en Estados Unidos se desplazó hacia arriba, generando una devaluación generalizada en los mercados emergentes, siendo la Lira de Turquía y el Peso las monedas más afectadas en la relación de cambio con el Dólar Estadounidense. Sin embargo, en julio de 2019, la Reserva Federal de los Estados Unidos redujo las tasas por primera vez desde 2008, indicando una expectativa de menor crecimiento en el futuro, manteniéndose bajas las tasas a largo plazo durante 2020 y 2021. No obstante, con fecha 16 de marzo de 2022 la Reserva Federal de los Estados Unidos anunció un aumento de las tasas de interés por primera vez desde 2018. Dicho incremento marcó un giro en la política de la Reserva Federal que había mantenido el costo del dinero casi en cero desde el inicio de la pandemia del COVID-19. Luego de esta decisión, las tasas en los Estados Unidos quedaron en un rango de entre 0,25% a 0,5%. Con fecha 4 de mayo de 2022, la Reserva Federal de los Estados Unidos anunció nuevamente un aumento de las tasas de interés, quedando en un rango de entre 0,75% y 1%. Al respecto, estas medidas buscaron amortiguar el rápido aumento de una inflación que en marzo de 2022 fue de 8,5% interanual, el nivel más alto en ese país en los últimos 40 años. Si las tasas de interés aumentan de manera significativa en las economías desarrolladas, incluyendo los Estados Unidos, podría resultar más difícil y costoso para las economías de mercados emergentes, incluyendo Argentina, tomar capital en préstamos y refinanciar los endeudamientos existentes, lo cual afectaría negativamente su crecimiento económico.

El 4 de noviembre de 2020, Joe Biden fue elegido presidente de los Estados Unidos junto con Kamala Harris como vicepresidenta, quienes asumieron sus mandatos el 20 de enero de 2021. La expectativa por parte de la prensa y los mercados era que una presidencia de Biden no implicaría cambios radicales en la economía del país. Sin embargo, los altos índices de inflación, los altos precios de la gasolina, las nuevas variantes del coronavirus, la división interna del Partido Demócrata y la polarización política en los Estados Unidos, generan incertidumbre en cuanto al curso de la economía estadounidense. Los eventuales cambios en las condiciones sociales, políticas, regulatorias y económicas en los Estados Unidos o en las leyes y políticas que rigen el comercio internacional podrían generar incertidumbre en los mercados internacionales y pueden tener un efecto negativo en mercados emergentes, como Argentina, lo que podría afectar negativamente las operaciones de las Compañías.

Adicionalmente, las dificultades que afrontó la Unión Europea para estabilizar las economías de algunos de sus países miembros tienen implicancias internacionales que afectaron la estabilidad de los mercados financieros mundiales, lo que ha obstaculizado las economías a nivel mundial. En el mes de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de la salida de este país de la Unión Europea (“Brexit”). Dicha salida se efectivizó el 1 de febrero de 2020. El año 2021 ha sido transicional, no obstante, la inflación del Reino Unido ha llegado a 5,1% en noviembre de ese mismo año. Los efectos del Brexit son aún inciertos. Además, el Brexit podría causar inestabilidad política, legal y económica tanto en la Unión Europea como en el Reino Unido y, consecuentemente, producir un impacto negativo en Argentina.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“**MERCOSUR**”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea, el acuerdo está sujeto a la revisión legal y formal de los textos y las ofertas respectivas de acceso al mercado, y estará vigente una vez aprobado por las legislaturas pertinentes de cada país miembro. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el Gobierno Argentino es incierto.

El 24 de febrero de 2022, Rusia inició la invasión a Ucrania, lo cual ha afectado y podría continuar afectando económicamente a otros países a nivel mundial, generando aumentos en el precio de los commodities, como el petróleo y el trigo, incremento en la inflación y turbulencias en los mercados. Asimismo, si bien por el momento el conflicto es regional, la eventual invasión de Rusia en otros países limítrofes miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN) podría generar que el conflicto escale y se prolongue en el tiempo, todo lo cual podría afectar la economía argentina y repercutir en el negocio, las condiciones financieras o los resultados de las operaciones de las Compañías.

Argentina podría verse afectada adversamente por los acontecimientos económicos o financieros negativos en otros países. No podemos asegurar que los acontecimientos en otros países no afectarán las condiciones macroeconómicas, políticas o sociales en Argentina y, en consecuencia, nuestros negocios, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Cualquier disminución en la calificación de riesgo o en la perspectiva de calificación de riesgo de la Argentina podría afectar negativamente la calificación de riesgo de nuestras obligaciones negociables

El endeudamiento a largo plazo denominado en moneda extranjera de la Argentina ha sido calificado como “Ca” por la calificador de riesgo Moody, como “CCC +” por la calificadora S&P y como “CCC” por la calificadora Fitch. Estas calificaciones se encuentran vigentes desde fines del año 2020, cuando las agencias calificadoras decidieron elevar la calificación de riesgo como resultado del cierre de la renegociación de la deuda con los acreedores privados y en virtud de la negociación del nuevo acuerdo con el FMI.

No podemos garantizar que la calificación de riesgo o la perspectiva de calificación de riesgo de la Argentina no se vea rebajada en el futuro, lo que podría tener un efecto adverso tanto en la calificación de riesgo como en el precio de mercado de nuestras obligaciones negociables.

Riesgos relacionados con el sector energético argentino

El Gobierno Argentino ha intervenido en el mercado eléctrico en el pasado, y es esperable que continúe interviniendo en el futuro

Históricamente, la industria eléctrica en Argentina ha sido significativamente controlada por el Gobierno Nacional a través de compañías de propiedad del Gobierno Nacional que desarrollan actividades relacionadas con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Desde 1992, comenzando con las privatizaciones de diversas compañías del sector público, el Gobierno Nacional ha ido reduciendo su control sobre la industria. Sin embargo, la industria eléctrica continúa sujeta a intensa regulación e intervención estatal.

La Ley 25.561 (la “**Ley de Emergencia Pública**”) que autorizaba al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar sus contratos de obras y servicios públicos, y otras regulaciones emitidas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 generaron distorsiones significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico, lo cual afectó severamente a las empresas de generación, distribución y transporte de electricidad. Dichas distorsiones incluyeron, entre otras, el congelamiento de los márgenes de distribución, la revocación de los ajustes y mecanismos de actualización de las tarifas por inflación y ajustes en función de índices de precios mayoristas, una limitación a la capacidad de las compañías dedicadas a la distribución de energía eléctrica de trasladar al consumidor los aumentos de costos debido a cargos regulatorios y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, todo lo cual ha tenido un impacto significativo en las empresas generadoras de energía eléctrica y empresas de transporte y distribución, causando diferencias sustanciales en el precio de mercado y el pagado por los usuarios residenciales. Para obtener mayor información sobre los cambios en el marco regulatorio aplicable al sector de energía eléctrica de Argentina introducidos por la Ley de Emergencia Pública, véase “*Información de las Co-Emisoras-Sector Eléctrico Argentino*”. Dichas medidas, en un contexto de alta inflación y la devaluación del Peso de los últimos años, derivaron en una significativa disminución de los ingresos y un incremento sustancial de los costos en términos reales, que ya no pudieron ser recuperados a través de ajustes de márgenes o mecanismos de fijación de precios de mercado. Esta situación, a su vez, forzó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su deuda financiera, lo cual les impidió la obtención de financiamiento adicional en los mercados de crédito nacionales o internacionales y la

realización de mayores inversiones. Asimismo, la administración de la presidenta Fernández de Kirchner continuó interviniendo en la industria eléctrica, a través de, por ejemplo, el otorgamiento de ciertos aumentos temporarios en los márgenes, proponiendo un nuevo régimen de tarifas para los residentes de las áreas más afectadas por la pobreza, aumentando la remuneración de los generadores por capacidad, operación y servicios de mantenimiento, creando cargos específicos a los fines de recaudar fondos para ser transferidos a fondos fiduciarios administrados por el Gobierno Nacional para financiar inversiones en la infraestructura de generación y distribución, encomendando inversiones obligatorias para la construcción de nuevas centrales de generación y la expansión de las redes de transporte y distribución existentes.

En marzo de 2013, de conformidad con la Resolución N° 95/2013, emitida por la ex Secretaría de Energía, el gobierno de Fernández de Kirchner suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos con el MEM, y ordenó que cualquier demanda insatisfecha por parte de los generadores argentinos fuese suministrada directamente por CAMMESA. Como resultado de dicha medida, los generadores argentinos debían suministrar capacidad y energía a CAMMESA a precios determinados por la ex Secretaría de Energía.

En 2015, la administración del presidente Macri declaró el estado de emergencia con respecto al sistema público de energía eléctrica, el cual se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia permitió al Gobierno Nacional tomar medidas previstas para garantizar el suministro de electricidad en Argentina, tales como la instrucción al entonces Ministerio de Energía y Minería de elaborar e implementar, con la cooperación de todas las entidades públicas nacionales, un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía por parte de las entidades públicas. Adicionalmente, el Gobierno Nacional y ciertos gobiernos provinciales aprobaron ajustes de precios significativos y aumentos en las tarifas aplicables a ciertas empresas de generación y distribución. El Gobierno Nacional también ha implementado procesos de licitación pública para el desarrollo de proyectos de nueva generación de fuentes de energía térmica y fuentes de origen renovable.

El 28 de febrero de 2019, a través del dictado de la Resolución 1/2019, la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico introdujeron modificaciones adicionales a la remuneración bajo el marco regulatorio del programa Energía Base, reduciendo los pagos fijos por disponibilidad de los generadores térmicos y disponiendo ajustes adicionales basados en el despacho de energía por cada unidad. Estas modificaciones tuvieron un efecto negativo en la compensación total recibida por los generadores térmicos bajo el referido marco regulatorio. Asimismo, la Resolución 31/2020 de la Secretaría de Energía, emitida el 26 de febrero de 2020, derogó la anterior Resolución 1/2019 y aprobó una nueva estructura remunerativa para los generadores, auto generadores y co-generadores del MEM que no dispongan de un CE, estableciendo que dicha remuneración será fijada en Pesos y que dichos valores serán ajustados mensualmente. Asimismo, la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración con efectos al 1° de febrero de 2020 que contempló, entre otras cuestiones, un ajuste mensual por inflación en función de una fórmula que contempla la variación del IPC y el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), publicados por el INDEC. De igual forma, el 21 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 440/2021 que derogó la Resolución 31/2020 y fijó un nuevo esquema de precios aplicables a los agentes del MEM, con aumentos nominales en torno al 29% en comparación con la resolución derogada, con efectos retroactivos al mes de febrero de 2021.

Con respecto a las empresas de distribución de energía eléctrica, el 17 de abril de 2019, la administración del presidente Macri anunció que las tarifas aplicadas por las compañías de distribución de electricidad no serían objeto de incremento alguno durante los meses restantes de 2019. Posteriormente, el 21 de diciembre de 2019, el Congreso de la Nación aprobó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, por la cual se declara en Argentina la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, previsional, energética, sanitaria y social, delegando amplias facultades al Poder Ejecutivo Nacional para, entre otras cuestiones, garantizar la sostenibilidad de la deuda pública, reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético a través de un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema energético. En cuanto al sector de energía, la ley ha facultado primordialmente al Poder Ejecutivo Nacional, entre otras cuestiones, a mantener las tarifas de electricidad y gas natural a los valores existentes y proceder a la revisión del esquema tarifario integral en vigencia. Asimismo, en virtud de lo dispuesto en el Artículo 5 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, se contempló la suspensión de todo aumento tarifario por un plazo de ciento ochenta (180) días. En el mes de abril de 2021, se aprobaron incrementos tarifarios en torno al 9% en términos nominales, conforme se indica más abajo.

Adicionalmente, a través del Decreto 311/2020 y sus modificatorias, el Poder Ejecutivo Nacional estableció la prohibición para las empresas prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica de disponer la suspensión de los servicios en los casos de mora o falta de pago durante el 2020, con el fin de mitigar el impacto de la situación

generada por la pandemia del COVID-19 en los hogares y empresas.

El 17 de diciembre de 2020, el Decreto 1020/2020 dispuso (i) el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las empresas prestadoras de servicios públicos de transporte y distribución de electricidad y gas natural, (ii) la prórroga del plazo de congelamiento de las tarifas de electricidad y gas natural y (iii) la extensión de la intervención de ENARGAS y ENRE hasta el 31 de diciembre de 2021 o hasta la renegociación de la mencionada revisión tarifaria, lo que suceda en primer lugar.

El 5 de marzo de 2021, el ENRE dictó la Resolución 58/2021, instruyendo a EDENOR y a EDESUR a emitir las liquidaciones de servicio público de energía eléctrica únicamente con los importes correspondientes a los consumos del período liquidado y a informar las deudas que se hayan originado o incrementado durante la vigencia de las medidas sanitarias de aislamiento social, preventivo y obligatorio (ASPO) y distanciamiento social, preventivo y obligatorio (DISPO), sin contemplar intereses. Hasta ese momento, EDENOR y EDESUR deberán abstenerse de perseguir el cobro de dichas deudas. Asimismo, EDENOR y EDESUR deberán abstenerse de suspender el suministro de los servicios por los montos adeudados hasta el 28 de febrero del 2021.

El 30 de abril de 2021, el ENRE implementó un ajuste tarifario del 9% a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021, aplicables a los usuarios de EDESUR y EDENOR. El 9 de agosto de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones 262/2021 y 263/2021, que autorizaban nuevos valores tarifarios aplicables a Grandes Usuarios de Distribuidores ("GUDI"), cuya electricidad es adquirida directamente a EDENOR y EDESUR, respectivamente. Dichas resoluciones derivaron en un incremento tarifario del 3%.

Asimismo, en febrero de 2022, mediante la Resolución de la Secretaría de Energía N° 105/2022, actualizó los valores definidos para el Precio Estacional de la Energía.

En mayor profundidad, las Resoluciones N° 64 y 65/2022 reglamentaron los parámetros de calidad de servicio que distribuidoras y transportistas deberán aplicar entre marzo de 2022 y febrero de 2023. Asimismo, mediante las Resoluciones N° 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 74, 75 y 76/2022 con la premisa de sostener "la necesaria prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de electricidad, en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad de dichos servicios públicos esenciales", según dispuso el Decreto DNU N° 1020/2020.

Los nuevos cuadros tarifarios que entraron en vigor a partir del 1 de marzo de 2022 contemplan un aumento del 4% de la tarifa para los usuarios de EDENOR y EDESUR y del 41% promedio para las transportistas.; un aumento estimado del 15% a PyMEs y comercios.

Las Compañías no tienen ningún control ni pueden predecir si las regulaciones existentes u otras regulaciones, políticas o medidas que pueda adoptar el Gobierno Argentino en el futuro no tendrán un efecto material adverso en sus negocios y resultados operativos. Además, no se pueden asegurar que este gobierno o los subsiguientes no adopten en el futuro una legislación de emergencia similar a la Ley de Emergencia Pública u otras regulaciones similares que puedan afectar aún más a sus ingresos y márgenes o aumentar sus obligaciones mediante nuevas regulaciones, lo que afectaría negativamente al negocio, resultados operativo y situación financiera de las Compañías.

Éstas no pueden asegurar que el marco regulatorio actual que rige su relación contractual con CAMMESA bajo nuestros CCEE, o los programas y políticas en relación con el sector eléctrico continuarán en el futuro, o que sus CCEE no serán modificados por CAMMESA o cualquier otra autoridad gubernamental en el futuro. A pesar de que nos correspondería recibir compensación en caso de ocurrir cambios regulatorios que entren en conflicto con los términos de sus CCEE, podría resultar necesario el inicio de acciones legales para reclamar la compensación adecuada o incluso recibir dicha compensación, con resultados inherentemente inciertos. Asimismo, el impacto que generará la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, así como las medidas que podrían ser adoptadas por la administración a nivel nacional, provincial y local, sobre la economía argentina y el sector energético argentino continúa siendo incierto y podrá afectar adversamente el negocio, la situación financiera y el resultado operativo de las Compañías.

La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas a registrar menores ingresos

La demanda de electricidad se ha visto impulsada principalmente por el relativo bajo costo, en términos reales, de la electricidad para los consumidores en virtud de los subsidios estatales. En marzo de 2016, el Gobierno Nacional unificó e incrementó los precios de la energía al por mayor para todo el consumo en Argentina, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos) para ciertos clientes residenciales. Sin embargo, el 17 de abril de 2019, la administración del presidente Macri anunció que no se incrementarían las tarifas

aplicadas por empresas de distribución eléctrica durante el resto del año 2019. En esa misma línea, la administración del presidente Fernández suspendió todos los aumentos de tarifas durante 2020 a través de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva (conforme fuera modificada por los Decretos 543/2020 y 1020/2020). En mayo de 2021, se aprobaron aumentos de las tarifas de distribución y transporte (aumentos en torno al 9% en términos nominales), así como también en febrero de 2022. Dichos aumentos podrán tener un impacto sobre la demanda de los consumidores finales. Todo aumento significativo en los precios de la energía en el futuro para los consumidores (sea a través de un aumento de tarifas o mediante un recorte de subsidios al consumidor) podría resultar en una disminución de la demanda de energía que generamos.

A su vez, una caída en la demanda eléctrica también podría afectar adversamente los ingresos de las Compañías por ventas bajo los marcos regulatorios del programa Energía Base y la Resolución SE 220/2007 en la proporción de tales ingresos que obtenemos por la energía que despachan como asimismo la capacidad de renovar sus CCEE o celebrar nuevos CCEE sobre términos favorables o efectivamente celebrar nuevos CCEE. Dicha reducción también podría dar lugar a una caída de los precios de capacidad a futuro, cuando se produzca el vencimiento de los CCEE de largo plazo o bajo los acuerdos del programa Energía Base. Todo ello puede provocar menores ingresos que los actualmente contemplamos y ello puede, a su vez, tener un efecto material adverso significativo en los negocios y los resultados de operaciones de las Compañías.

Las Compañías operan en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a su actividad comercial, y son pasibles de sanciones y obligaciones que podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones

Las Compañías se encuentran sujetas a un amplio marco regulatorio y órganos de supervisión federales, provinciales y municipales generalmente aplicables a las empresas que operan en Argentina, incluyendo leyes y regulaciones en materia laboral, de la seguridad social, de salud pública, de defensa al consumidor, ambiental, de defensa de la competencia y de control de precios. Argentina está integrada por 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad Autónoma de Buenos Aires), cada una de las cuales tiene, de conformidad con la Constitución Nacional, facultades para aprobar su propia legislación en materia de impuestos, asuntos ambientales y el uso del espacio público. En cada provincia, los gobiernos municipales también tienen la facultad de regular tales materias. Si bien se considera que la generación de electricidad es una actividad de interés general sujeta a regulaciones federales siempre que, entre otras cosas, la central suministre energía al SADI, debido a que contamos con instalaciones en varias provincias, también estamos sujetos a las leyes provinciales y municipales en áreas diferentes al sector eléctrico.

Hemos realizado, y seguiremos realizando, importantes gastos para mantener el cumplimiento de dichas normas. Estas leyes y regulaciones también nos obligan a obtener y mantener permisos, licencias y aprobaciones medioambientales para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y puesta en funcionamiento de nuevos equipos necesarios para la realización de la actividad de las Compañías. Algunos de estos permisos, licencias y aprobaciones deben ser renovados periódicamente.

A la fecha de este Prospecto, las Compañías no pueden garantizar que los futuros desarrollos en las provincias y municipios en materia de impuestos (incluyendo impuestos por ventas, impuestos por servicios de seguridad y salud, e impuestos generales), cuestiones ambientales, el uso del espacio público u otros asuntos no tendrán un efecto material adverso en el negocio, los resultados de operaciones y la situación financiera de las Compañías. Es posible que, a fin de cumplir con las regulaciones actuales o futuras estas deban incurrir en gastos significativos y desviar fondos de inversiones planificadas de forma tal que podría tener un efecto material adverso significativo sobre la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de las Compañías. Asimismo, la aprobación de nuevas normas medioambientales, sanitarias y de seguridad podría obligar a las Compañías a realizar importantes inversiones de capital, limitando la capacidad para ampliar sus infraestructuras y satisfacer el aumento de la demanda de energía eléctrica. Aunque algunos de los CCEE de las Compañías incluyen cláusulas en virtud de las cuales podemos refacturar ciertos costos de capital, operativos o de *compliance* resultantes de ciertos cambios en la legislación, en particular, en las leyes medioambientales, y leyes de salud y seguridad ambiental; o en la interpretación de dichas leyes, incluyendo requisitos nuevos o más estrictos relacionados con el aire, el ruido, los residuos peligrosos y las emisiones de aguas residuales o los impuestos ecológicos; las mismas podrían someter a las Compañías a mayores costos de capital, de operativos o de *compliance*, y podrían limitar la disponibilidad de sus fondos para otros fines, así como la capacidad para ampliar sus infraestructuras y satisfacer el aumento de la demanda, lo que podría afectar negativamente al negocio, los resultados de operaciones y la situación financiera de las Compañías.

Asimismo, cualquier incumplimiento de los términos o las posibles reinterpretaciones de leyes y regulaciones vigentes, así como la aprobación de nuevas leyes o regulaciones, por ejemplo en materia de almacenamiento de combustibles y otros materiales, materiales volátiles, ciberseguridad, emisiones o calidad del aire, transporte y eliminación de desechos peligrosos y sólidos, y otras cuestiones ambientales, pueden hacer pasibles a las Compañías

del pago de multas o sanciones, reclamos por daños medioambientales, obligaciones indemnizatorias, la revocación de permisos medioambientales o la clausura temporal o definitiva de instalaciones.

Los cambios en los marcos regulatorios que regulan la venta de la electricidad pueden afectar la situación patrimonial y el resultado de operaciones de las Compañías

No es posible asegurar que los cambios en los marcos contractuales y regulatorios actuales bajo los cuales las Compañías venden capacidad de generación o electricidad, o que las interpretaciones adversas de dichas regulaciones, en sede judicial o administrativa, no afectarán adversamente los resultados de sus operaciones. Asimismo, no es posible asegurar bajo qué marco regulatorio las Compañías podrán vender su capacidad de generación o electricidad cuando tenga lugar el vencimiento de sus CCEE vigentes bajo los marcos regulatorios de la Resolución SEE 21/2016 y la Resolución SEE 287/2017.

La anterior administración del presidente Macri declaró un estado de emergencia del sistema eléctrico nacional, que permaneció en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, y dictó nuevas regulaciones, incluyendo algunas modificaciones a los marcos regulatorios aplicables, que son conducentes al objetivo del gobierno de reducir la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad. El 21 de diciembre de 2019, bajo la administración del presidente Fernández, el Congreso Nacional aprobó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, por la cual se declara en Argentina la emergencia energética, delegando amplias facultades al Poder Ejecutivo Nacional para reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético a través de un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente, reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema energético, mantener las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción nacional a los valores existentes y proceder a la revisión del esquema tarifario integral en vigencia. No es posible asegurar que no tendrá lugar cambio alguno en el futuro en los marcos contractuales y regulatorios vigentes bajo los cuales las Compañías venden capacidad de generación o electricidad que puedan tener un impacto negativo sobre sus resultados operativos y situación financiera.

Es posible que las Compañías no puedan cobrar, o que no puedan hacerlo en debido tiempo, las sumas de parte de CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en su situación financiera y los resultados de operaciones.

Con relación al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, las Compañías generaron 97% de su EBITDA Ajustado a partir de las ventas que realizaron a CAMMESA en virtud de los marcos regulatorios de las Resoluciones 220/2007 y 21/2006 y el marco regulatorio del programa Energía Base. Los pagos que recibieron de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA, a su vez, recibe de otros agentes del MEM, tales como las distribuidoras eléctricas y el Gobierno Nacional. Desde 2012, un número significativo de agentes del MEM (principalmente distribuidoras) incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó adversamente la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores, incluyendo nosotros. El Gobierno Nacional ha cubierto este déficit mediante aportes reembolsables del tesoro. Como estos aportes del tesoro no están alcanzando a cubrir la totalidad de las acreencias de los generadores por sus ventas de energía al Mercado Spot de Argentina, la deuda de CAMMESA con los generadores se ha ido acrecentando en el tiempo. Las Compañías no pueden asegurar que las diferencias entre los pagos efectuados a CAMMESA por los agentes del MEM y el precio de generación de la energía eléctrica no subsistirán o no se incrementarán en el futuro o que CAMMESA podrá realizar o que realizará pagos a los generadores. La incapacidad de los generadores, entre los cuales se encuentran las Compañías, de cobrar sus créditos de CAMMESA podría tener un efecto material adverso significativo en sus ingresos en efectivo y, consecuentemente, en el resultado de sus operaciones y su situación financiera. Como resultado de demoras significativas en el cobro a las distribuidoras, grandes usuarios y el cobro de los aportes del Gobierno Nacional, CAMMESA ha extendido el plazo para el pago a las generadoras en aproximadamente 40 días. Las Compañías no pueden asegurar que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición de manera puntual o en su totalidad.

Asimismo, las tarifas en virtud de nuestros CCEE con CAMMESA están denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos. Si bien en virtud de los CCEE le corresponde a CAMMESA cubrir los efectos de cualquier fluctuación cambiaria durante los primeros 42 días contados a partir de la fecha de facturación mediante pagos en función del tipo de cambio de referencia a la mencionada fecha, las fluctuaciones del tipo de cambio podrán tener un impacto negativo en los resultados de las Compañías en la medida en que se produzca una devaluación del Peso durante el período comprendido entre el 43° día desde la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago. Los resultados de operaciones las Compañías se han visto afectados y continuarán viéndose afectados por la fluctuación del tipo de cambio del Peso frente al Dólar Estadounidense.

Los entes que regulan las actividades y operaciones de la Compañías pueden implementar medidas que afecten su

rentabilidad

Las operaciones de las Compañías se encuentran reguladas por el ENRE y otros entes reguladores nacionales y locales en diferentes áreas, por ejemplo, en materia ambiental, que se encuentran facultados para inspeccionar las instalaciones y operaciones de las Compañías. La violación de la regulación aplicable podría hacer a las Compañías pasibles de sanciones pecuniarias, la suspensión de sus operaciones, la confiscación de los activos utilizados para la perpetración de dichas violaciones, y la suspensión o revocación de las autorizaciones necesarias para la operación de las centrales.

Al respecto, cabe destacar que, por medio de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva se facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE por el término de un (1) año. Dicha intervención fue implementada por el Decreto 277/2020 (el cual fue modificado y prorrogado por los Decretos 963/2020 y 1020/2020 hasta el 31 de diciembre de 2021, o bien, hasta que finalice el proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral, cualquiera de los dos que ocurra primero).

La imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos respecto de la seguridad y confiabilidad de las centrales podría requerir que las Compañías incurran en gastos adicionales para asegurar el cumplimiento de dichos requisitos. Las acciones regulatorias de cualquier entidad gubernamental con facultades para regular directa o indirectamente sus operaciones, o la imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos podría afectar negativa y significativamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de las Compañías, así como la capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

El negocio de las Compañías se encuentra sujeto a regulaciones ambientales, salud y seguridad, las cuales podrían afectar negativamente los resultados de sus operaciones

Las operaciones de las Compañías están sujetas a una amplia gama de requisitos ambientales, de salud y seguridad según las reglamentaciones nacionales y locales. Las Compañías han realizado, y continúan realizando, gastos significativos a fin de cumplir con dichas leyes. Estas leyes y regulaciones también requieren que estas obtengan y mantengan permisos, licencias y aprobaciones ambientales para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos requeridos para el desarrollo de sus negocios. Algunos de estos permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovación periódica.

El incumplimiento de los requisitos ambientales puede dar lugar a la imposición de multas o sanciones, reclamos por daños ambientales, obligaciones de indemnización, la revocación de autorizaciones ambientales o la clausura temporal o permanente de las instalaciones. Además, el cumplimiento de las nuevas normas ambientales, de salud y de seguridad también podrían requerir que las Compañías realicen importantes inversiones de capital. Cambios futuros en las leyes de salud y seguridad ambiental, o en la interpretación de esas leyes, incluyendo requisitos nuevos o más estrictos relacionados con emisiones de gases, ruidos, desechos peligrosos y aguas residuales o impuestos ecológicos podrían suponer un riesgo para las Compañías, lo cual generaría mayores costos de capital, operativos o de *compliance* como resultado de estos cambios y podría limitar la disponibilidad de sus fondos para otros fines, lo cual a su vez podría afectar negativamente a sus negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera. No podemos predecir el impacto de la implementación de nuevas leyes y regulaciones ambientales en los resultados de nuestras operaciones y en nuestra situación financiera. Tampoco podemos garantizar que nuestra cobertura de seguros sea suficiente para cubrir las pérdidas que pudieran potencialmente derivarse de estos riesgos ambientales.

Las operaciones de generación de las Compañías las obligan a manipular elementos peligrosos como combustibles, lo que podría provocar daños en sus instalaciones o lesiones a su personal

Como parte del negocio de las Compañías, estas deben manejar, almacenar y gestionar en sus instalaciones los combustibles que se utilizan en sus centrales eléctricas. Cualquier accidente relacionado con los combustibles podría tener consecuencias medioambientales adversas, causar lesiones corporales a su personal y dañar sus instalaciones industriales y reputación. Cualquiera de estas consecuencias podría causar daños significativos a las instalaciones de las Compañías, interrumpir la generación de energía en dichas instalaciones durante un periodo de tiempo prolongado, provocar investigaciones por parte de las autoridades reguladoras que podrían derivar en clausuras u otras medidas que, en cada caso, podrían afectar negativamente a su negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

Es posible que las Compañías no puedan adaptarse suficientemente a la promoción global de descarbonización y a la disminución en la generación de energía convencional

El negocio de las Compañías se centra en la generación de energía convencional, que está asociada en gran

medida con la emisión de gases de efecto invernadero. En 2015, los países del G7 acordaron descarbonizar la economía mundial para finales del siglo XXI. La descarbonización es la transición de la economía energética hacia una menor emisión de carbono. De acuerdo con los objetivos establecidos en la Conferencia Mundial del Clima en París, Francia, que tuvo lugar a finales de 2015, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían reducirse globalmente en un 40-70% para 2050, en comparación con los niveles de 2010. En particular, esto requiere una transición de las fuentes de energía fósiles a las fuentes de energía renovables.

La descarbonización es un aspecto importante de la orientación actual y futura de las actividades comerciales de las Compañías, motivo por el cual, por ejemplo, estas tienen en cuenta los objetivos de la política energética al planificar la vida operativa de las centrales eléctricas existentes que emiten carbono en el proceso de generación de energía, así como cuando se construyen nuevas centrales eléctricas. Sin embargo, estas medidas pueden no ser suficientes o las medidas gubernamentales dirigidas a la descarbonización podrían implementarse antes de lo esperado actualmente. En caso de que la descarbonización de la industria de la energía se implemente antes de lo esperado, o si las Compañías no adaptaran sus actividades comerciales a tiempo y en grado suficiente, de acuerdo con estas medidas de política energética, esto podría afectar negativamente su negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Las centrales y proyectos de generación de las Compañías se encuentran y encontrarán sujetos a las limitaciones aplicables a las instalaciones de transmisión y distribución en Argentina

Aunque la obligación de las Compañías es proporcionar disponibilidad de energía, estas dependen de las instalaciones de transmisión y distribución pertenecientes y operadas por terceros para entregar la electricidad generada por sus centrales. En caso de producirse inconvenientes en los servicios de transmisión o distribución, o en caso de que la infraestructura de transmisión o distribución no sea adecuada, la capacidad para vender y entregar energía de las Compañías podría verse afectada negativamente. Si la infraestructura de transmisión de energía en el SADI es inadecuada, la recuperación de los costes al por mayor y la generación de beneficios podría verse limitada debido a que las Compañías no podrían vender la energía generada. Como resultado de la existencia de reglamentos restrictivos sobre los precios de los servicios de transmisión y distribución, las empresas que prestan estos servicios no han tenido suficientes incentivos para invertir en la expansión de la infraestructura de transmisión y distribución de energía. En los últimos años, la demanda de electricidad aumentó más que la capacidad de generación, transmisión y distribución de electricidad, lo que condujo a cortes e interrupciones del servicio eléctrico y, consecuentemente, la capacidad excedida para los generadores. La Compañía no puede predecir si las instalaciones de transmisión y distribución disponibles en Argentina serán expandidas en todo el país o en los mercados en los que operamos o esperamos operar, de forma que permita un acceso competitivo a dichos mercados. Si la demanda de energía continúa aumentando en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución pueden no ser suficientes para satisfacer la demanda y causar interrupciones en el servicio. Por ejemplo, el 16 de junio de 2019 un malfuncionamiento de ciertas líneas de transmisión del SADI causó un apagón a lo largo de todo el país. El ENRE, mediante la Resolución N° 03/2021, 121/2021 y 124/2021 sancionó a TRANSENER S.A. en su calidad de transportista por los hechos. En este sentido, un aumento sostenido de las interrupciones en el sistema eléctrico podría generar escases a futuro e impedirnos distribuir la electricidad que producimos y vendemos, o afectar la capacidad de la Compañías para implementar sus estrategias para la expansión de la capacidad de generación, lo cual, a su vez, podría afectar negativamente las operaciones, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de las Compañías.

Las centrales eléctricas de las Compañías están sujetas a dificultades operativas, tales como el riesgo de fallas mecánicas o eléctricas y cualquier falta de disponibilidad resultante de dicha situación puede afectar la capacidad de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole, y con ello afectar adversamente su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Las actividades de generación de energía están sujetas a riesgos operativos particulares que son específicos del sector, algunos de los cuales se encuentran fuera del control de las Compañías, entre los que se incluyen las dificultades mecánicas y de ingeniería imprevistas, el bajo rendimiento de las turbinas, paradas de turbinas por causa de desgaste y otros desperfectos de los equipos, niveles de producción más bajos y/o consumo hogareño más elevado de carácter imprevisto, defectos de diseño, escasez, falta de disponibilidad o costos elevados de equipos o repuestos, suministros, mano de obra y servicios de carácter esencial, accidentes, incluyendo riesgos ambientales tales como derrames de diesel o fugas de gas, potencial daño a fauna y flora silvestre, cumplimiento de leyes y regulaciones gubernamentales, cambios en el marco regulatorio y posible regulación o intervención estatal, así como litigios y otras controversias. Asimismo, es posible que el costo estimado para llevar a cabo los planes de expansión de las Compañías no sea preciso y quede sujeto a una cantidad de factores, algunos de los cuales se encuentran fuera de su control.

El control y la gestión de los riesgos operativos se basan por lo general en la información adecuada y la capacitación del personal, así como en la existencia de procesos operativos y planes de mantenimiento preventivo que

minimicen la probabilidad e impacto de cualquiera de dichos acontecimientos.

Cualquier indisponibilidad no programada de las instalaciones de generación puede afectar adversamente la situación financiera o los resultados de las operaciones de las Compañías, dado que podría surgir la necesidad de suspender temporariamente sus actividades o comprar electricidad a un precio superior al precio que reciben de conformidad con sus CCEE, quedando sujetos a multas o penalidades de conformidad con sus CCEE. De conformidad con sus CCEE en virtud de las Resoluciones 220/2007 y 21/2016 y sus acuerdos del programa Energía Base con CAMMESA, las Compañías recibieron una cantidad de disponibilidad de potencia fija que disminuye proporcionalmente en función de la desviación de la disponibilidad total, imponiéndose una penalidad específica en caso que el factor de disponibilidad de potencia quede reducido por debajo de 92%. Asimismo, las fallas de una o varias de sus unidades generadoras puede acarrear como resultado la imposibilidad de suministrar capacidad de generación y entregar electricidad al SADI cuando ello sea requerido, lo cual podría acarrear, en términos generales, una imposibilidad de cobro de tarifas por capacidad de generación y podría causar una pérdida de ingresos por ventas de electricidad, además de quedar sujetos a multas y obligaciones de carácter significativo e incluso a la rescisión de sus CCEE, lo cual a su vez podría tener un efecto material adverso significativo en la situación financiera y los resultados operativos de las Compañías.

Las Compañías enfrentan competencia

El mercado de generación de energía en el que operan las Compañías se caracteriza por la presencia de numerosos y capaces participantes, algunos de los cuales poseen una amplia y diversificada experiencia en actividades de desarrollo y operación (a nivel local e internacional), y recursos económicos significativamente mayores a los de las Compañías.

Las Compañías compiten con otras empresas de generación por el megavatio de capacidad que se asignan a través de procesos de licitaciones públicas. Debido a la competencia existente entre las empresas generadoras en estos procesos licitatorios, no se puede predecir si las Compañías resultarán adjudicatarias de proyectos y si serán capaces de utilizar estos activos como pretenden.

Asimismo, tanto las Compañías como sus competidores se hallan conectados a la misma red eléctrica, que posee una capacidad limitada de transporte y que, en determinadas circunstancias, puede alcanzar sus límites de capacidad, lo que los expone a riesgos de reducción debido a la congestión de la red. Es posible que dicha red sea utilizada en el futuro por nuevas generadoras o que las generadoras existentes aumenten su producción y despachen mayores niveles de electricidad utilizando la misma red de forma que impidan a las Compañías entregar su energía. Asimismo, en lo que se refiere al despacho de energía, estas compiten con empresas generadoras más eficientes, como proyectos de energía renovable y cogeneración, a las que CAMMESA otorga prioridad al solicitar despacho de energía. Las Compañías no pueden garantizar que el Gobierno argentino (o cualquier otra entidad en su nombre) hará las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de forma que les permita tanto a las Compañías como a las demás generadoras existentes o nuevas despachar su energía de forma eficiente a la red en caso de un aumento en la producción de energía. Por lo tanto, un aumento de la competencia podría afectar su capacidad para entregar la energía que generan y tener un impacto negativo sobre las actividades, la situación patrimonial y el resultado de sus operaciones.

La capacidad de las Compañías para generar energía eléctrica depende de la disponibilidad de gas natural y las fluctuaciones en el suministro o precio del gas podrían afectar significativamente los resultados de sus operaciones

El suministro o precio del gas natural utilizado en las centrales de generación de energía de las Compañías se ha visto y podrá continuar viéndose afectado periódicamente por, entre otras cuestiones, la disponibilidad de gas natural en Argentina, su capacidad de celebrar acuerdos con productores locales y compañías de transporte de gas, así como la necesidad de importar un volumen mayor de gas natural a un precio superior al precio aplicable a la oferta interna como resultado de la baja producción local. En particular, muchos yacimientos de petróleo y gas de la Argentina se encuentran en fase de madurez y no fueron objeto de inversiones significativas destinadas a actividades de desarrollo y exploración. Por ende, es probable que se agoten las reservas. Asimismo, tales inversiones no garantizan el éxito de las actividades petroleras y gasíferas.

De conformidad con los CCEE de las Compañías y en virtud de los marcos regulatorios de las Resoluciones 220/2007 y 21/2016 y el programa de Energía Base, estas obtienen su combustible de CAMMESA. De conformidad con el marco regulatorio del programa Energía Plus, las Compañías tienen la obligación de adquirir el combustible necesario para satisfacer sus obligaciones de generación de electricidad. Con respecto a los CCEE en virtud del marco regulatorio de la Resolución 287/2017, las Compañías gestionan su propio suministro de gas natural aunque únicamente con compras efectuadas a los productores de gas en virtud del Plan

Gas, de conformidad con lo previsto en la Resolución SE 354/2020. Las Compañías obtienen parte del combustible (principalmente gas natural) que están contractualmente obligados a adquirir de conformidad con los contratos de suministro de gas con su afiliada RGA. Asimismo, varias de sus centrales generadoras están equipadas para operar únicamente con gas y, en el supuesto de falta de disponibilidad de gas, estos establecimientos no podrán hacer uso de combustibles de otro tipo para continuar generando electricidad. En el supuesto que no exista la posibilidad de comprar gas a precios que nos resulten convenientes, si disminuyera el suministro de gas, si se cancelara el procedimiento descripto precedentemente o si CAMMESA no suministrara gas a nuestros establecimientos de generación, los costos podrían incrementarse o la capacidad de operar sus instalaciones generadoras podría verse afectada.

Por lo general, los mayores precios del gas afectan de forma material adversa al margen bruto de las Compañías bajo el marco regulatorio del programa Energía Plus. Además, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluidas instalaciones para barcasas, redes viales y gasoductos) disponible para atender a cada instalación generadora. Como consecuencia, las centrales eléctricas de las Compañías están sujetas a los riesgos de interrupciones o reducciones en la infraestructura y en la cadena de entregas de combustibles. Tales interrupciones o reducciones pueden acarrear como resultado la falta de disponibilidad o los mayores precios del gas natural o del gasoil, lo cual tendría un impacto material adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados operativos de las Compañías.

Si se reduce la oferta de gas, los costos de las Compañías podrían incrementarse y podría verse menoscabada su capacidad de operar las centrales de manera rentable. El gas natural que consumen es provisto y/o remunerado por CAMMESA, con excepción del programa Energía Plus que permite el auto-abastecimiento. Además, el incremento en la demanda de gas natural, especialmente en el invierno y la escasez de suministro, pueden resultar en una incapacidad de las empresas encargadas del suministro de proveer el gas natural requerido para el funcionamiento normal de las centrales. El riesgo de escasez o falta en el suministro del gas natural podría tener un efecto material adverso significativo en la situación financiera y los resultados de operaciones de las Compañías.

La demanda de energía es estacional, en gran medida, debido a los cambios climáticos

La demanda de energía fluctúa según la estación del año, y las condiciones climáticas pueden tener un efecto adverso significativo sobre la demanda de energía. Durante el verano (diciembre a marzo), la demanda de energía puede aumentar significativamente como resultado de las necesidades de refrigeración. Durante el invierno (junio a agosto), la demanda de energía puede fluctuar de acuerdo con las necesidades de iluminación y calefacción. Por lo tanto, los cambios estacionales podrían afectar negativamente la demanda de energía y, por lo tanto, los resultados de las operaciones de las Compañías.

Las actividades de generación de energía están sujetas a riesgos por desastres naturales o hechos humanos involuntarios o voluntarios

Las instalaciones de generación de las Compañías y la infraestructura de transporte o transmisión y distribución de electricidad de terceros de la que dependen pueden sufrir daños por inundaciones, incendios y otras catástrofes como resultado de desastres naturales o hechos humanos involuntarios o voluntarios, incluyendo descargas atmosféricas, congelamiento de equipos, terremotos, tornados, vientos extremos, tormentas severas, incendios y ataques terroristas. Dichos desastres pueden dañar las turbinas o equipos e instalaciones relacionados del proyecto o las instalaciones de transmisión y distribución, o requerir la interrupción de su funcionamiento. Las Compañías poseen pólizas de seguro acordes a los estándares de la industria. Sin embargo, podrían experimentar serias interrupciones de sus actividades, una disminución significativa de sus ingresos como resultado de una caída en la demanda por eventos catastróficos, o incurrir en costos adicionales significativos no cubiertos por pólizas contra la interrupción de actividades. Puede pasar un periodo de tiempo significativo entre un accidente, evento catastrófico o ataque terrorista importante y el cobro final de los montos cubiertos por las pólizas de seguro de las Compañías, que generalmente incluyen primas no cubiertas y disponen montos máximos por siniestro. Asimismo, cualquiera de estos eventos podría afectar negativamente la demanda de energía de algunos de sus clientes y los consumidores en el mercado afectado en general. Algunos de estos factores, entre otros, podrían tener un efecto adverso significativo sobre las actividades, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de las Compañías.

Las actividades de las Compañías podrían verse alcanzadas por riesgos resultantes de los cambios tecnológicos en la industria de la energía

La industria de la energía está sujeta a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto en el lado de la generación como en el lado de la demanda.

Las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico, para la generación directa de energía a nivel de los consumidores o que permitan mejorar la realimentación (por ejemplo, utilizando el almacenamiento de energía para la generación renovable), podría derivar en cambios estructurales en el mercado, del lado de la demanda, a favor de fuentes de energía con bajo o nula emisión de CO2 o en favor de la generación de energía descentralizada, por ejemplo a través de centrales eléctricas de pequeña escala dentro o cerca de zonas residenciales o instalaciones industriales.

Si las Compañías no pueden reaccionar ante los cambios causados por los nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios en la estructura del mercado, sus negocios, posición financiera o los resultados y operaciones, podrían ser afectados negativamente.

Las Compañías podrían quedar sujetas a expropiación, nacionalizaciones o a riesgos similares

Las Compañías se encuentran en el negocio de generación de energía y la totalidad de sus activos se encuentran ubicados en la Argentina. Dicho negocio y activos son considerados de interés público por el Gobierno Nacional, motivo por el cual las Compañías se encuentran sujetas a una gran incertidumbre política, esto incluye la posibilidad de la expropiación o la nacionalización de sus actividades o activos, o que pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes, y otros riesgos similares.

En caso de una expropiación, las Compañías podrían tener derecho a recibir una compensación por la transferencia de sus activos. Sin embargo, el precio recibido podría no ser acorde a los precios de mercado o suficiente a los fines de cumplir con sus obligaciones, y es posible que tengan que tomar acciones legales para reclamar una compensación adecuada o bien, recibir dicha compensación. El negocio de las Compañías, condiciones financieras y resultados de sus operaciones, así como también, la capacidad para repagar las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podría verse afectada negativamente por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

Las operaciones de las Compañías pueden afectar comunidades locales y encontrar oposición significativa de distintos grupos

Las operaciones de las Compañías pueden afectar comunidades locales en Argentina. La imposibilidad de gestionar sus relaciones con comunidades, gobiernos y organizaciones no gubernamentales locales puede dañar su reputación y la capacidad de implementar sus proyectos.

Asimismo, el desarrollo de centrales de energías nuevas y existentes puede enfrentar la oposición de diversos grupos de interés, como grupos ambientalistas, terratenientes, productores agrícolas, comunidades y partidos políticos, entre otros, lo que puede afectar la reputación y el buen nombre de la empresa promotora.

El deterioro de las relaciones de las Compañías con los grupos de interés antes mencionados podría evitar que continúen operando sus activos actuales o que se les adjudiquen nuevos proyectos, lo que podría afectar negativamente sus actividades y el resultado de sus operaciones. Además, los costes y el tiempo de gestión necesarios para cumplir con las normas de responsabilidad social, relaciones con la comunidad y sostenibilidad pueden aumentar sustancialmente con el tiempo, lo que podría afectar negativamente al negocio y resultados de las operaciones de las Compañías.

Riesgos relacionados con las Compañías

Es posible que las Compañías no estén en condiciones de renovar CCEE para la venta de capacidad y energía en el futuro, o que dichos CCEE puedan ser modificados o resueltos unilateralmente, lo cual puede afectar la estabilidad y la previsibilidad de sus ingresos.

En el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021, las Compañías generaron 59%, 34% y 3% de sus Ingresos antes de Impuestos, Intereses y Amortizaciones (EBITDA) Ajustados a partir de la ventas en virtud de CCEE de largo plazo con CAMMESA de conformidad con los marcos regulatorios de la Resolución 220/2007 y la Resolución 21/2016 y de CCEE a corto y mediano plazo (que no contemplan la modalidad “take or pay”) con adquirentes privados en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, respectivamente. Los flujos de fondos y los resultados de las operaciones dependen de que CAMMESA y los adquirentes privados de las Compañías continúen teniendo la capacidad de cumplir con sus obligaciones en virtud de los correspondientes CCEE. Al 31 de diciembre de 2021, los CCEE de las Compañías con CAMMESA en virtud de los marcos regulatorios de las Resoluciones 220/2007 y 21/2016 correspondientes a sus centrales eléctricas operativas tenían un plazo promedio de vigencia restante de aproximadamente 4,6 años (4 años y 7 meses), medidos por el promedio ponderado de disponibilidad de MW comprometido en virtud de cada contrato. Dicha vida promedio

restante aumentará una vez que se produzca la habilitación comercial de los proyectos en construcción bajo la Resolución 287/2017. A diferencia de los CCEE celebrados con CAMMESA, los CCEE de las Compañías con adquirentes privados en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus no contemplan la modalidad “take or pay” y normalmente tienen un plazo de uno a dos años. Según las condiciones de mercado y el régimen regulatorio, puede resultarnos difícil que las Compañías logren asegurar nuevos CCEE a largo plazo, renovar los CCEE a largo plazo vigentes conforme se acercan a su fecha de vencimiento, o celebrar nuevos CCEE a largo plazo que den soporte a su actividad comercial o expansión. Debido a la naturaleza volátil de los precios de la electricidad, la imposibilidad de asegurar la firma de CCEE (en especial, de CCEE a largo plazo), en el futuro se podría generar mayor volatilidad en las ganancias y flujos de fondos de las Compañías, y se podrían generar pérdidas sustanciales durante ciertos períodos, lo que podría afectar de manera sustancial y adversa sus negocios, los resultados operativos y situación patrimonial.

Es posible que las Compañías no puedan renovar sus CCEE en ocasión de producirse el vencimiento de su plazo de vigencia y la correspondiente capacidad comprometida podrá ser operada bajo el marco regulatorio del programa de Energía Base, lo cual es menos rentable para las Compañías. Por ejemplo, en setiembre de 2020, la capacidad de potencia de 45 MW en la Central Térmica Modesto Maranzana comprometida en virtud del marco regulatorio de la Resolución 220/2007 finalizó, siendo dicha capacidad comprometida entregada en virtud del marco regulatorio del programa de Energía Base.

Asimismo, los términos y condiciones de los CCEE de las Compañías pueden ser objeto de modificación o ser resueltos unilateralmente por motivos ajenos a su control. Por ejemplo, en virtud de algunos de los CCEE de las Compañías, ante una situación de fuerza mayor (tal como se define en el Código Civil y Comercial de la Nación) que tenga lugar y no concluya dentro de los 120 días desde su inicio, cualquiera de las partes puede rescindir el CE sin indemnización alguna (ni reclamar indemnización) a la otra parte. La rescisión o la modificación de cualquiera de los CCEE puede tener un afectar de manera significativamente adversa a los intereses de las Compañías por causas ajenas a su control, o su falta de renovación por motivos ajenos a su control, tendría un impacto material adverso significativo sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y la situación patrimonial.

Puede haber factores ajenos al control de las Compañías que demoren la terminación y el inicio de operaciones para la ampliación de capacidad en sus plantas generadoras existentes o la construcción de nuevas plantas

Actualmente, las Compañías están ampliando la capacidad instalada de la Central Térmica Ezeiza en 154 MW adicionales mediante la transformación de la central en una planta de ciclo combinado. Asimismo, tienen previsto ampliar la capacidad instalada de la Central Térmica Modesto Maranzana en 121 MW adicionales mediante la transformación de las tres turbinas Siemens en unidades de ciclo combinado, y la construcción de la Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco que producirá 133 MW de energía.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de la ampliación de capacidad en las centrales actuales o en las nuevas centrales podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de las Compañías y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa la situación patrimonial. Entre los factores que pueden tener incidencia en la capacidad de construir o de comenzar a operar en las plantas actuales o en las nuevas cabe mencionar los siguientes: (i) imposibilidad de los contratistas de concluir o poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha convenida o dentro del presupuesto; (ii) demoras imprevistas de terceros como distribuidoras de gas o de electricidad para proporcionar o acordar la proyección de hitos en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria relacionada con la actividad de generación de las Compañías; (iii) demoras o imposibilidad de los proveedores de turbinas para suministrar turbinas plenamente operativas en forma puntual; (iv) dificultades o demoras en la obtención del financiamiento necesario en condiciones que les resulten satisfactorias o no poder obtenerlas en absoluto; (v) demoras en la obtención de las aprobaciones regulatorias, incluyendo los permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales contra las aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos de precios de los equipos, lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en la Argentina; (xi) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; (xii) condiciones meteorológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros sucesos imprevistos. Las Compañías no pueden asegurar a los inversores que los excesos de costos no serán sustanciales. Asimismo, cualquiera de los demás factores puede causar demoras en la conclusión de la obra de ampliación de capacidad en sus centrales actuales o en la construcción de la nueva planta, lo cual podría causar un efecto

sustancial adverso a la actividad comercial, la situación patrimonial y a los resultados de las operaciones de las Compañías.

Asimismo, la existencia de retrasos en la puesta en funcionamiento de la nueva capacidad instalada en construcción puede acarrear multas impuestas por CAMMESA. Para mayor información sobre las penalizaciones que podríamos tener que pagar en relación con los proyectos de ampliación de nuestra Central Térmica Ezeiza, Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco, véase la sección *"Información de las Co-Emisoras—Expansión de capacidad"* y *"Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Liquidez y recursos de capital—Obligaciones contractuales"*.

La actividad comercial de las Compañías puede requerir inversiones considerables en activos fijos por las necesidades de mantenimiento permanente y la ampliación de su capacidad de generación instalada

Es posible que se necesiten inversiones considerables en activos fijos para financiar los trabajos de mantenimiento, preservar el rendimiento operativo y de generación eléctrica, y mejorar las capacidades de las instalaciones generadoras de electricidad de las Compañías. Asimismo, se necesitarán inversiones en activos fijos para financiar el costo de los proyectos de ampliación de la capacidad de generación actuales y futuros. En caso de no poder financiar inversiones en activos fijos de manera que resulte satisfactoria o no poder financiarlos en absoluto, la actividad comercial y los resultados de las operaciones de las Compañías, así como la situación patrimonial, estas podrían verse afectadas de manera material adversa. La capacidad de financiamiento podría quedar limitada por las restricciones del mercado sobre la disponibilidad de financiación para las empresas argentinas y también por el Contrato de Fideicomiso Complementario que regula la emisión de las Obligaciones Negociables. Ver las secciones *"Riesgos relacionados con la Argentina—La capacidad del Gobierno Argentino de obtener financiación en los mercados de capitales internacionales podría ser limitada o demasiado onerosa, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y promover el crecimiento económico"*.

La capacidad de las Compañías de completar nuevos proyectos y efectuar gastos de capital podrá verse limitada por su acceso a financiación

La capacidad de las Compañías de completar nuevos proyectos y de efectuar gastos en bienes de capital podría verse limitada por su acceso a financiamiento.

Las Compañías ya han obtenido financiación para sus proyectos de expansión en la Central Térmica Ezeiza, conforme se describe en *"Información de las Co-Emisoras—Expansión de capacidad—Ampliación de Central Térmica Ezeiza"*. No obstante ello, a la fecha del presente Prospecto, no han garantizado la financiación de sus proyectos de expansión en la Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco.

Ciertos compromisos en nuestros endeudamientos podrían restringir adversamente nuestra flexibilidad financiera y operativa

Gran parte del endeudamiento de las Co-Emisoras a largo plazo incluye, así como el endeudamiento futuro podría incluir, compromisos que restrinjan nuestra capacidad para constituir gravámenes; incurrir en endeudamiento adicional; disponer de nuestros activos; distribuir dividendos; consolidar, fusionar o vender parte de nuestros negocios; entre otros. Estas restricciones pueden limitar nuestra capacidad para operar nuestro negocio y pueden llegar a prohibir o limitar nuestra capacidad para mejorar nuestras operaciones o aprovechar potenciales oportunidades de negocio. Asimismo, el incumplimiento de cualquiera de estos compromisos podría resultar en un evento de incumplimiento de la deuda correspondiente. Nuestra capacidad para cumplir con estos compromisos puede verse afectada por eventos que están fuera de nuestro control, incluidos eventos económicos, financieros, e inherentes a nuestra industria.

El desempeño de las Compañías depende en gran medida de la posibilidad de reclutar y retener al personal clave

El desempeño actual y futuro, y el funcionamiento de la actividad comercial de las Compañías depende de los aportes que pueda realizar la alta dirección y el equipo calificado de ingenieros y otros empleados. Las Compañías dependen de su capacidad de atraer, capacitar, motivar y retener al personal clave gerencial y especializado que tenga las habilidades y la experiencia necesarias. Estas no tienen ninguna garantía de que lograrán con éxito retener y atraer al personal clave y reemplazar a los empleados claves que pudieran desvincularse, y ello podría ser difícil y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y de los servicios del personal

clave o la imposibilidad de reclutar personal de reemplazo o adicional idóneo podría tener un efecto material adverso para la actividad comercial, la situación patrimonial y los resultados de operaciones de las Compañías.

Los empleados de las Compañías podrían afiliarse a sindicatos y quedar sujetos a medidas de las asociaciones gremiales, incluidos paros de actividades que podrían tener un efecto sustancial adverso para nuestra actividad comercial

Si bien la mayoría de los empleados que trabajan en el sector de la electricidad están afiliados a sindicatos, las Compañías no tienen una masa crítica de empleados sindicalizados. Sin embargo, no hay ningún impedimento para que sus empleados se afilien en el futuro a cualquiera de los muchos sindicatos presentes en nuestra industria. Cualquier conflicto con los sindicatos, así como las medidas de acción de las organizaciones gremiales tales como interrupciones o paros de actividades o cualquier requisito para aumentar los salarios de los empleados y/o los beneficios como consecuencia de nuevos convenios colectivos de trabajo, regulaciones o políticas gubernamentales o de otra índole podría generar un efecto material adverso para la actividad comercial, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las Compañías.

En caso de producirse un accidente o algún siniestro no cubierto por las pólizas de seguros de las Compañías, estas podrían enfrentarse a pérdidas considerables que podrían afectar sustancialmente y de manera adversa su actividad comercial y los resultados de las operaciones.

Las coberturas de los seguros de las Compañías con respecto a la explotación de las centrales eléctricas cumplen con todas las normas aplicables en el sector. Sin embargo, no se puede otorgar a los inversores garantía alguna acerca de la suficiente cobertura frente a riesgos por algún riesgo o pérdida en particular. Ver la sección “*Información de las Co-Emisoras—Seguros*”. En caso de un accidente u otro siniestro que no se encuentre cubierto por las pólizas de seguros vigentes, las Compañías pueden experimentar pérdidas sustanciales o tener que desembolsar cantidades significativas de sus propios fondos, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso en los resultados de sus operaciones y en la situación patrimonial.

Además, los costos de las actuales coberturas de seguros podrían aumentar. Las pólizas de seguros se encuentran sujetas a revisiones periódicas por parte de las aseguradoras. En caso de aumentar los montos de las primas, es posible que las Compañías no estén en condiciones de mantener una cobertura comparable a la actual, o bien poderlo hacer a un costo significativamente mayor. Cualquier costo adicional podría tener un impacto sustancial adverso en la actividad comercial, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de las Compañías.

Los ataques cibernéticos podrían afectar el negocio, condición financiera, resultados de operaciones y flujos de fondos de las Compañías

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años como consecuencia de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ataques cibernéticos. Las Compañías han conectado cada vez más equipos y sistemas a Internet. Asimismo, estas dependen del funcionamiento eficiente e ininterrumpido de sus sistemas de comunicación entre centrales, para lo cual cuentan con todos sus enlaces redundantes, lo que brinda mayor seguridad y minimiza los riesgos de interrupción. Adicionalmente, las Compañías cuentan con enlaces redundantes con CAMMESA. Debido a la naturaleza crítica de sus infraestructuras y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, las Compañías enfrentan mayores riesgos de sufrir ataques cibernéticos. En el supuesto de producirse tal ataque, estas podrían sufrir una interrupción de las operaciones, daños materiales adversos y robo de información de clientes; experimentar significativas pérdidas de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y asimismo quedar sujetos a mayores litigios judiciales y daños a su reputación. No contamos con un seguro para este tipo de eventos.

Aunque las Compañías tienen la intención de seguir implementando dispositivos tecnológicos de seguridad y establecer procedimientos operativos para prevenir las interrupciones resultantes de los incidentes de ciberseguridad y contrarrestar sus efectos negativos, es posible que no todos los sistemas actuales y futuros estén totalmente libres de vulnerabilidades y que estas medidas de seguridad no tengan éxito. En consecuencia, los ataques cibernéticos podrían afectar negativamente el negocio, los resultados de operaciones y la condición financiera de las Compañías.

Las Compañías dependen de sistemas informáticos y de procesamiento para desarrollar sus actividades comerciales, y la falla de tales sistemas podría afectar de manera adversa a su negocio, a la situación patrimonial y los resultados de sus operaciones

Contar con sistemas informáticos y de procesamiento es vital para tener capacidad de monitoreo de las plantas de las Compañías, para el desempeño de su red y la prestación adecuada de sus servicios, la facturación a los clientes, la detección de fraudes, la prestación de servicios al cliente, el control de costos, el logro de eficiencias operativas y de sus metas y estándares de servicios. Las Compañías evalúan, actualizan y modernizan sus sistemas en forma periódica, según resulta necesario para sus técnicos internos y para sus prestadores de servicios externos. Sin embargo, cualquier falla de los técnicos internos o de los prestadores de servicios externos que impida una integración y actualización exitosa de los sistemas o la prestación adecuada de los servicios, así como toda falla de funcionamiento de estos sistemas a futuro, podría tener un impacto sustancialmente adverso en la actividad comercial, la situación patrimonial y en los resultados de operaciones de las Compañías.

Las demandas en contra de las Compañías pueden afectar adversamente su negocio, condición financiera y resultados operativos

Las Compañías están continuamente involucrados en litigios que surgen del giro ordinario de sus negocios. Los litigios pueden incluir acciones colectivas que involucren a consumidores, accionistas, empleados o lesiones, y reclamos relacionados con asuntos comerciales, laborales, antimonopolio, propiedad intelectual, valores negociables o medioambientales. Por otra parte, el proceso de litigio requiere un tiempo considerable, lo que podría ser disruptivo para el negocio. Incluso si el resultado de este fuese favorable para las Compañías, cualquier litigio puede ser costoso y puede igualar al costo de los daños pretendidos. Estas acciones también podrían exponernos a publicidad adversa, que podría afectar negativamente la marca y reputación de las Compañías y la preferencia del cliente por sus productos, y por lo tanto los resultados de operaciones. Asimismo, puede haber reclamos o gastos que las coberturas de seguros no cubran por completo, ya que puede exceder del monto cubierto o no ser asegurable. No es posible anticipar con certeza las tendencias jurisprudenciales adversas, o los gastos y el resultado de cualquier proceso judicial los cuales podrían tener un efecto adverso importante en el negocio, condición financiera, resultados de operaciones y perspectivas de las Compañías.

Como parte del giro comercial habitual, las Compañías celebran acuerdos con organismos gubernamentales, en especial con CAMMESA. A pesar de que no existen procesos sustanciales pendientes, la interpretación y ejecución de ciertas disposiciones de los acuerdos existentes o de cualquier acuerdo adicional podrían resultar en disputas entre las Compañías y sus clientes o terceros, y no podemos asegurar al inversor que los resultados de cualquier reclamo, demanda u otro proceso legal comenzado en contra de las Compañías en virtud de dichos acuerdos no afectarán adversamente la actividad comercial, la situación financiera o los resultados de operaciones de las Compañías.

Rebajas en nuestras calificaciones de riesgo podrían tener impactos adversos en nuestros costos de financiamiento y en nuestras operaciones

A GEMSA le son asignadas distintas calificaciones de riesgo basadas en información proporcionada por ellas o información independiente obtenida por las distintas agencias de calificación de riesgo. La calificación asignada también se ve influenciada por las calificaciones de riesgo de los bonos del gobierno argentino y por las opiniones generales sobre el sistema financiero en su conjunto. Dichas calificaciones de riesgo están constantemente sujetas a revisión, suspensión o retiro por parte de las agencias calificadoras. En virtud de lo expuesto, una rebaja, suspensión o retiro de nuestras calificaciones de riesgo podría resultar en (i) mayores costos de financiamiento y otras dificultades para recaudar fondos; (ii) la necesidad de proporcionar garantías adicionales en relación con las transacciones realizadas en el sistema financiero; y (iii) en la terminación o cancelación de nuestros acuerdos existentes. Consecuentemente, no podemos asegurar que nuestro negocio, nuestra situación financiera y/o nuestros resultados operativos no serán sustancialmente afectados por cambios en nuestras calificaciones de riesgo.

Las Compañías están sujetas a leyes de anticorrupción, soborno y prevención lavado de dinero en Argentina. El incumplimiento de estas leyes podría resultar en sanciones, que podrían dañar su reputación y tener un efecto material adverso en sus negocios

Las Compañías están sujetas a leyes anticorrupción, soborno y prevención de lavado de dinero en Argentina. Si bien mantienen políticas y monitorean el cumplimiento de estas leyes, incluido un análisis de control interno sobre informes financieros, estas no pueden asegurar que estas políticas de *compliance* y procesos de control evitarán actos intencionales, imprudentes o negligentes cometidos por sus funcionarios o empleados. Si sus funcionarios o empleados incumplieran con cualquiera de las leyes de anticorrupción, soborno o prevención de lavado de dinero aplicables, estos pueden estar sujetos a sanciones penales, administrativas o civiles y otras medidas correctivas, que podrían tener un efecto material adverso significativo en los negocios, la situación financiera, los resultados de las operaciones y perspectivas de las Compañías. Cualquier investigación

sobre posibles violaciones de las leyes anticorrupción, soborno o prevención de lavado de dinero por parte de las autoridades gubernamentales en cualquier jurisdicción donde operan las Compañías podría afectar en forma significativamente adversa sus negocios, situación financiera, los resultados operativos y perspectivas. Esto también podría afectar adversamente su reputación y capacidad para obtener contratos, trabajos, permisos y otras autorizaciones gubernamentales.

A la fecha de este Prospecto, algunos empresarios argentinos, incluyendo al Sr. Armando Roberto Losón, exfuncionario público de la administración de la presidenta Cristina Fernández de Kirchner, han sido objeto de procesamiento en virtud de delitos económicos. El Sr. Armando Roberto Losón fue presidente de Albanesi hasta el 7 de agosto de 2018 y es el principal accionista del Grupo Albanesi a la fecha del presente. En diciembre de 2018, la Sala I de la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional confirmó los procesamientos y modificó los cargos contra el Sr. Armando Roberto Losón, manteniendo la acusación original de soborno. Dicha Cámara asimismo solicitó al juez de instrucción que continuara la investigación para evaluar una posible recaracterización de los cargos penales y su competencia judicial. Tras la producción de pruebas adicionales, el juez de instrucción decidió remitir las actuaciones al fuero electoral, en el entendimiento de que, tras la producción de pruebas adicionales, los aportes supuestamente realizados por el Sr. Armando Roberto Losón a una campaña electoral argentina podrían haber violado la Ley 26.215 de Financiamiento de los Partidos Políticos. El 17 de agosto de 2021, la Cámara de Apelaciones decretó la nulidad de la resolución de fecha 23 de diciembre de 2020 y ordenó el dictado de un nuevo pronunciamiento sobre la cuestión debatida. El 23 de diciembre de 2021, el nuevo juez a cargo del expediente, Dr. Ercolini, resolvió no hacer lugar al planteo de incompetencia formulado por el Sr. Armando Roberto Losón sin incorporar nueva prueba. Esta resolución ha sido apelada por la defensa del Sr. Armando Roberto Losón.

No puede garantizarse que las políticas y proceso internos de las Compañías sean suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inapropiadas, fraudes o violaciones de la ley por parte de nuestras afiliadas, empleados, directores, funcionarios, socios, agentes y proveedores de servicios o que dichas personas no tomarán medidas que violen sus políticas y procesos. Algunas de las violaciones mencionadas de las leyes antisoborno y anticorrupción o sanciones regulatorias podrían tener un efecto adverso significativo en la reputación, los negocios, la situación financiera, los resultados de operaciones y perspectivas de las Compañías.

Las Compañías tienen una participación no controlante en Solalbán, lo que puede limitar la capacidad de controlar el desarrollo u operación de sus inversiones

Las Compañías son titulares del 42% del capital social de Solalbán, lo cual representa menos de la mayoría de sus derechos de voto. Aunque las Compañías pretenden ejercer cierto grado de influencia en la administración y operación de esta inversión mediante el ejercicio de ciertos derechos de gobierno societario limitados, tales como derechos de veto de ciertas medidas de importancia, la capacidad para controlar el desarrollo y la operación de Solalbán puede verse limitada. Se requiere la aprobación de los accionistas mayoritarios para efectuar distribuciones de fondos, por lo que estas pueden depender de los accionistas mayoritarios para operar sus inversiones en Solalbán.

Riesgos Relacionados a las Obligaciones Negociables

Riesgo relacionado con la volatilidad y posible inexistencia de un mercado activo para la negociación de las Obligaciones Negociables.

Las Co-Emisoras no pueden garantizar la existencia de un mercado activo, líquido ni profundo para las Obligaciones Negociables una vez efectuada la oferta de las mismas bajo el Programa. Si bien las Co-Emisoras podrían solicitar el listado de las Obligaciones Negociables en BYMA y su negociación en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”) y/o en otros mercados autorizados del país o del exterior, no puede asegurarse que dichas autorizaciones sean otorgadas y en su caso la existencia de un mercado secundario para las Obligaciones Negociables.

Tanto el precio como el volumen de negociación de las Obligaciones Negociables pueden ser muy volátiles. Tampoco puede asegurarse que los futuros precios de negociación de las Obligaciones Negociables no serán inferiores al precio al que fueron inicialmente ofrecidas al público, ya sea por motivos inherentes a las Co-Emisoras o por factores totalmente ajenos a las mismas. Asimismo, la liquidez y la profundidad del mercado de las Obligaciones Negociables pueden verse afectadas por las variaciones en la tasa de interés y por el decaimiento y la volatilidad de los mercados para títulos valores similares, así como también por cualquier modificación en la liquidez, la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, la solvencia, los resultados, las operaciones y/o los negocios de las Co-Emisoras, la capacidad de las Co-Emisoras de cumplir con sus obligaciones en general y/o con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables en particular.

Las Co-Emisoras podrían rescatar las Obligaciones Negociables en forma total o parcial.

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas, a opción de las Co-Emisoras, en forma total o parcial por razones impositivas o por otras causas que especifiquen los Suplementos correspondientes, de conformidad con los parámetros que en ellos se determine.

A menos que se especifique lo contrario en el Suplemento, las Co-Emisoras podrán rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que se produjeran ciertos cambios en la legislación impositiva. Las Obligaciones Negociables que se rescaten, lo serán por un importe equivalente al monto de capital no amortizado de las Obligaciones Negociables, más los intereses devengados e impagos sobre las mismas a la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adicional pagadero e impago en ese momento respecto de las mismas, más cualquier otro monto adeudado e impago bajo las Obligaciones Negociables. Las Co-Emisoras no pueden determinar si las exenciones a las retenciones impositivas vigentes en la actualidad en la Argentina se modificarán o no en el futuro; sin embargo, si se eliminara la exención vigente y se cumplieran ciertas otras condiciones, las Obligaciones Negociables podrían ser rescatables a opción de las Co-Emisoras.

Como consecuencia de un rescate de las Obligaciones Negociables, un inversor podría no estar en condiciones de reinvertir los fondos provenientes del mismo en un título que devengue una tasa de interés efectiva similar a la de las Obligaciones Negociables.

En caso que así se especifique en el Suplemento correspondiente a una clase y/o serie, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en forma total o parcial, a opción de las Co-Emisoras (para mayor detalle véase la sección “*De la Oferta y la Negociación - Rescate a Opción de las Sociedades y/o de los Tenedores*”) de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en cada Suplemento. En consecuencia, un inversor podría no estar en posición de reinvertir los fondos provenientes del rescate en un título similar a una tasa de interés similar a la de las Obligaciones Negociables.

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían emitir su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios.

En caso que cualquiera de las Co-Emisoras se encontrara sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, Ley N° 24.522 y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”), y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresarial y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán. Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferentes.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las dobles mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras, las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario. Conforme este sistema diferencial, el poder de negociación de los titulares de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores de las Co-Emisoras.

En particular, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en el caso de títulos emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, los titulares de las mismas que representen créditos contra el concursado participarán de la obtención de conformidades para la aprobación de una propuesta concordataria y/o de un acuerdo de reestructuración de dichos créditos conforme un sistema que difiere de la forma del cómputo de las mayorías para los demás acreedores quirografarios. Dicho procedimiento establece que: (i) se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez en su caso; (ii) en ella los participantes expresarán su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda, y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) la conformidad se computará por el capital que representen todos los que hayan dado su aceptación a la propuesta, y como si fuera otorgada por una sola persona; las negativas también serán computadas como una sola persona; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente a todos los efectos; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, podrá desdoblarse su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo

32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi) anterior; y (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad de la obtención de las conformidades o rechazos.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar dichas mayorías.

La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes descrito y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso que las Co-Emisoras entren en un proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Las obligaciones de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas obligaciones legales y podrían estar subordinadas a otras deudas de las Co-Emisoras.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferentes. En caso de liquidación, estos derechos preferentes estipulados por ley, incluidos reclamos laborales, obligaciones con garantía real, aportes previsionales, impuestos y los gastos y costas judiciales vinculadas a los mismos tendrán prioridad sobre cualquier otro reclamo, inclusive reclamos de los inversores respecto de las Obligaciones Negociables.

Por otro lado, en el caso de Obligaciones Negociables no subordinadas, las Obligaciones Negociables tendrán, al menos, igual prioridad de pago que toda la deuda no garantizada y no subordinada de las Co-Emisoras, existente y futura, salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley, incluidos, entre otros, los reclamos fiscales y laborales a cada una de las Sociedades así como aquellos especificados en el párrafo anterior.

Si así se especificara en el respectivo Suplemento, las Co-Emisoras también podrán emitir Obligaciones Negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad otorgada a ciertos acreedores referida en el párrafo precedente, las Obligaciones Negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada de las Sociedades, según se detalle en el Suplemento aplicable.

La incertidumbre sobre la metodología de cálculo de la tasa LIBOR y su potencial discontinuación con posterioridad a 2023 podría afectar adversamente el valor de las Obligaciones Negociables.

El 27 de julio de 2017 la Autoridad Financiera de Contralor del Reino Unido (*UK Financial Conduct Authority*), que regula la tasa de interés interbancario de Londres ("LIBOR"), anunció su intención de dejar de incentivar u obligar a los bancos a presentar, ante el administrador de LIBOR, las tasas necesarias para el cálculo de LIBOR a partir de 2022. El anuncio indica que la continuación de LIBOR sobre la base actual no será – y no podrá ser – garantizada partir del año 2022, ya que dejarán de estar disponibles un total de 24 de las 35 configuraciones del LIBOR actuales, mientras que las restantes serán retiradas gradualmente hasta el 30 de junio de 2023, la fecha de finalización definitiva de LIBOR. Las Co-Emisoras son prestatarias de ciertos préstamos que están indexados a la tasa LIBOR. Éstas no pueden predecir si LIBOR se mantendrá o si se promulgarán reformas adicionales a la misma. A la fecha del presente, no existe consenso sobre qué tasa o tasas pueden convertirse en alternativas aceptables a LIBOR (con la excepción de los acuerdos de recompra a un día, que se espera que se basen en el *Secured Overnight Financing Rate* ("SOFR"). Cuando las tasas LIBOR ya no se encuentren disponibles, y las Co-Emisoras deban aplicar índices sustitutivos para el cálculo de las tasas de interés en virtud de sus contratos de préstamo con los prestamistas, éstas podrán incurrir en gastos para llevar a cabo la transición, y podrán estar sujetas a disputas o litigios con los prestamistas sobre la idoneidad o comparabilidad de los índices sustitutivos con LIBOR, lo cual podría tener un efecto adverso en sus resultados de operaciones.

POLÍTICAS DE LAS CO-EMISORAS

a) Políticas de inversiones y de financiamiento

En los últimos años se destacan las siguientes inversiones / desinversiones realizadas por las Co-Emisoras:

Fusión 2015

Con fecha 15 de octubre de 2015, mediante la asamblea general ordinaria y extraordinaria de GEMSA y las asambleas celebradas por las Sociedades Absorbidas (según se define a continuación) se aprobó la fusión por absorción de GEMSA con Generación Independencia S.A., Generación La Banda S.A. y Generación Riojana S.A. (las “Sociedades Absorbidas”) (la “Fusión 2015”), habiéndose firmado el correspondiente Acuerdo Definitivo de Fusión en fecha 10 de noviembre de 2015. La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2016, fecha a partir de la cual GEMSA asumió todos los derechos y obligaciones existentes de las Sociedades Absorbidas. Toda la información expuesta en este Prospecto anterior a esta fecha, no incluye información de las Sociedades Absorbidas. Esta fusión fue aprobada por el Directorio de CNV mediante Resolución N° 18.003 de fecha 22 de marzo de 2016. Asimismo, mediante Resoluciones N° 18.004 y 18.006 el Directorio de CNV aprobó la disolución sin liquidación de Generación Independencia S.A. (“GISA”) y la transferencia de la autorización de oferta pública oportunamente otorgada a GISA en favor de GEMSA. La mencionada fusión se encuentra inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 8171, L° 79, T° - de sociedad por acciones en la fecha 18 de mayo de 2016.

Todos los documentos relativos a las mencionadas fusiones se encuentran disponibles en la página de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem “Hechos Relevantes”.

Fusión GFSA

Con fecha 18 de octubre de 2016, las asambleas generales de GEMSA y Generación Frías (“GFSA”, y junto con GEMSA las “Sociedades Participantes de la Fusión GFSA”), aprobaron la fusión por absorción de GEMSA con GFSA (la “Fusión GFSA”), habiéndose firmado el correspondiente Acuerdo Definitivo de Fusión en fecha 15 de noviembre de 2016. La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2017, fecha a partir de la cual GEMSA asumió todos los derechos y obligaciones existentes de la GFSA. Toda la información expuesta en este Prospecto anterior a esta fecha, no incluye información de GFSA. Esta fusión fue aprobada por el Directorio de CNV mediante resolución N° 18.537 de fecha 2 de marzo de 2017. Asimismo, mediante Resolución N° 18.538 el Directorio de CNV aprobó la disolución sin liquidación de Generación Frías S.A. La mencionada fusión se encuentra inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 5168, L° 83, T° - de sociedad por acciones en la fecha 17 de marzo de 2017.

Todos los documentos relativos a la fusión se encuentran disponibles en la página de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem “Hechos Relevantes”.

Fusión ASA/AISA

Con fecha 18 de octubre de 2017, mediante asambleas generales ordinarias y extraordinarias de Albanesi y Albanesi Inversora S.A. (“AISA” y, junto con Albanesi, las “Sociedades Participantes de la Fusión ASA/AISA”) se aprobó la fusión por absorción de Albanesi con AISA (“Fusión ASA/AISA”), habiéndose firmado el correspondiente acuerdo definitivo de fusión en fecha 21 de noviembre de 2017. La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2018, fecha a partir de la cual las Sociedades Participantes de la Fusión ASA/AISA pasaron a considerarse únicamente como Albanesi, sociedad absorbente, y fecha a partir de la cual ASA asumió todos los derechos y obligaciones existentes de AISA, la sociedad absorbida. Toda la información de Albanesi expuesta en este Prospecto anterior a esta fecha, no incluye información de AISA. Esta fusión fue aprobada por la Subgerencia de Emisoras de CNV de fecha 2 de octubre de 2017. Esta fusión fue aprobada por el Directorio de CNV mediante Resolución N° RESFC- 2018-19281-APN-DIR#CNV de fecha 11 de enero de 2018. Asimismo, en fecha 23 de febrero de 2018, la IGJ aprobó la disolución sin liquidación y cancelación registral de AISA bajo el N° 3453, del L° 88, T° - de sociedades por acciones. La mencionada fusión se encuentra inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 8171, L° 79, T° - de sociedad por acciones en la fecha 18 de mayo de 2016.

Todos los documentos relativos a esta fusión se encuentran disponibles en la página de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem “Hechos Relevantes”.

Fusión 2021

Con fecha 21 de diciembre de 2020, se ha resuelto mediante actas de directorio de GEMSA, ASA y GECE llevar a cabo un proceso de reorganización societaria entre consistente en la absorción ASA y GECE (las “Sociedades Absorbidas”) por parte de GEMSA (la “Sociedad Absorbente”) con el objetivo de lograr un manejo uniforme y coordinado de las actividades de las sociedades involucradas, beneficios para éstas, así como para sus accionistas, terceros contratantes, socios comerciales y, en particular, sus inversores y acreedores, lográndose una optimización de costos, procesos y recursos, mediante su unificación en la Sociedad, fijándose como Fecha Efectiva de Fusión el 1° de enero de 2021. Luego, con fecha 19 de marzo de 2021, se firmó el Compromiso Previo de Fusión en virtud del que se pactó, entre otras cosas, que la incorporación al patrimonio de GEMSA de todos los activos y pasivos, y el patrimonio neto, incluidos bienes registrables, derechos y obligaciones pertenecientes a las Sociedades Absorbidas se produciría, sujeto a la inscripción del Acuerdo Definitivo de Fusión ante la IGJ y CNV, en la Fecha Efectiva de Fusión y que GEMSA actuaría en nombre propio en todos los actos que realice en la administración de los negocios de las Sociedades Absorbidas a fusionar y corresponderán a GEMSA todas las ganancias, pérdidas y consecuencias de los actos realizados en dicho período. Sin perjuicio de ello, también se dejó constancia que todos los actos realizados y llevados adelante por la Sociedad Absorbente a partir de la Fecha Efectiva de Fusión, como consecuencia de la gestión de los negocios a fusionar, serían considerados como realizados por cuenta y orden de las Sociedades Absorbidas, en caso de que el Acuerdo Definitivo de Fusión no pudiera inscribirse en los Registros Públicos correspondientes por cualquier causa.

Con fechas 11 de mayo de 2021 y 26 de mayo de 2021, mediante asambleas generales extraordinarias de Albanesi, GEMSA y GECE (las “Asambleas”) se resolvió llevar a cabo la Fusión 2021 en virtud de la cual GEMSA, actuando como sociedad absorbente y continuadora, absorbió a Albanesi y GECE., las cuales se disolverán sin liquidarse. Las Asambleas consideraron, entre otros temas, la Fusión 2021, el Compromiso Previo de Fusión y la oportuna suscripción del Acuerdo Definitivo de Fusión, los balances especiales de la Fusión 2021 y el balance consolidado de la Fusión 2021 ambos al 31 de diciembre de 2020, la disolución sin liquidación de Albanesi y GECE, el aumento de capital de GEMSA de \$138.172.150 a \$203.123.895 y la consecuente reforma del estatuto de GEMSA (que se inscribió en IGJ el 10/03/2022 bajo el número 3803, libro 107, tomo - de Sociedades por Acciones).

La Fusión 2021 se realizó dentro del marco establecido para reorganizaciones por los artículos 80 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias y demás normas aplicables, por lo que se encuentra excluida del pago al impuesto de las ganancias, al igual que de los restantes gravámenes nacionales, provinciales y municipales, en función de las exenciones y demás medidas de alivio fiscal aplicables para las reorganizaciones.

El objetivo de la Fusión 2021 es, a través de la reorganización societaria, alcanzar una mayor eficiencia en la estructura corporativa de control de GEMSA e -indirectamente del grupo- dado que los accionistas que controlan el 100% del capital social y votos de las Sociedades Absorbidas comprenden la totalidad de los accionistas minoritarios de GEMSA. La estructura actual, que obedece a razones históricas, ha perdido razón de ser en función de cómo ha evolucionado el grupo y, en particular, de la fortaleza patrimonial de GEMSA vis á vis las tenencias en las sociedades vinculadas o controladas que pasarían a ser de su titularidad como resultado de la fusión.

Con motivo de la Fusión 2021:

- (a) se transfirieron totalmente a GEMSA los patrimonios de las Sociedades Absorbidas, adquiriendo en consecuencia GEMSA, a partir de la Fecha Efectiva de Fusión la titularidad de todos los derechos y obligaciones de Albanesi y GECE;
- (b) Albanesi y GECE se disolvieron sin liquidarse, quedando por tanto absorbidas por GEMSA;
- (c) se aumentó el capital social de GEMSA de \$ 138.172.150 a \$ 203.123.895; y
- (d) a los efectos contables e impositivos, se estableció como Fecha Efectiva de Fusión el día 1° de enero de 2021.

El Compromiso Previo de Fusión fue celebrado con fecha 19 de marzo de 2021. El Acuerdo Definitivo de Fusión fue celebrado con fecha 30 de junio de 2021. El Prospecto relativo a esta fusión ha sido publicado en la AIF con fecha 10 de mayo de 2021. La conformidad administrativa de la Fusión 2021 fue resuelta por el

Directorio de la CNV mediante Resolución N° RESFC-2021-21508-APN-DIR#CNV de fecha 18 de noviembre de 2021 y tanto la fusión como el aumento de capital de GEMSA se inscribieron en IGJ el 10/03/2022 bajo el número 3803, libro 107, tomo - de Sociedades por Acciones.

Todos los documentos relativos a la fusión se encuentran disponibles en la página de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem “Hechos Relevantes”.

b) Políticas ambientales

La gestión del medio ambiente constituye una prioridad clave en actividades y operaciones comerciales de las Co-Emisoras. En la actualidad las Co-Emisoras gestionan y mantienen todos los permisos y autorizaciones ambientales necesarios para desarrollar responsablemente su actividad comercial. Asimismo, las Co-Emisoras consideran que la protección ambiental constituye un área de evaluación de desempeño, y, por ello, han incluido las cuestiones ambientales dentro de las responsabilidades de sus ejecutivos clave.

En la actualidad contamos con un Sistema de Gestión Ambiental implementado con alcance corporativo y certificado conforme a la norma ISO 14001:2015.

El ejercicio sostenido de las buenas prácticas ambientales formalmente expresadas y comunicadas en los requisitos y recomendaciones del Sistema de Gestión, como la búsqueda constante de oportunidades superadoras, conforma un marco de desempeño óptimo para el desarrollo seguro de los procesos a la par de la protección del medio ambiente y el adecuado cumplimiento de la legislación aplicable.

Las tareas programadas para los controles y seguimientos internos necesarios, dentro de las cuales se destacan especialmente las auditorías internas periódicas, posibilitan fundamentalmente la vigilancia preventiva de las implementaciones documentales y de campo comprometidas, a la vez de proveer los datos de entrada principales para las acostumbradas evaluaciones de desempeño y las iniciativas de mejora resultantes.

Dada la administración corporativa llevada adelante, los Sistemas de Gestión de las Centrales de energía del Grupo cuentan con una Política Ambiental de la Alta Dirección compartida. Allí se dispone:

- Trabajar en todos los órdenes y niveles de la organización velando por el desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente, incluida la prevención de la contaminación.
- Incrementar la conciencia y el respeto de sus integrantes por el uso racional y responsable de los recursos naturales.
- Procurar la mejora continua en el desempeño, tendiendo a la mitigación/anulación de los impactos ambientales negativos de la actividad (en su defecto, la eficaz contención de los mismos) y el incremento de los impactos de carácter positivo, en cantidad, calidad y seguridad.
- Gestionar los Aspectos Ambientales de la actividad, con extensión al ciclo de vida de los mismos.
- Analizar nuevas tecnologías y procesos, considerando las posibilidades económicas, orientados a optimizar el empleo de los recursos naturales, ajustando las emisiones gaseosas y vertidos líquidos a los valores establecidos por la legislación vigente.
- Cumplir con las exigencias legales aplicables y otros requisitos a los cuales la Organización suscriba.
- Capacitar y entrenar al personal, con especial atención a los impactos sobre el medio ambiente de sus actividades y procesos, y a situaciones de emergencia ambiental.
- Trabajar preventiva y eficientemente frente a los impactos ambientales adversos relacionados a cambios en los procesos actuales o a nuevos desarrollos.
- Atender los reclamos y sugerencias de partes externas en general, brindando un adecuado tratamiento.
- Asegurar el desarrollo de toda actividad de proceso o servicio, a cargo propio o de terceros bajo responsabilidad de la empresa, priorizando los valores éticos, la integración social y el especial

respeto por los intereses y las necesidades de la comunidad para la contribución a una mejor calidad de vida.

Los Sistemas de Gestión Ambiental de las Centrales han mantenido históricamente sus certificaciones ISO de manera ininterrumpida. En este orden, durante octubre de 2021 se concretó exitosamente una nueva instancia de auditorías externas en los sitios a cargo del ente certificador IRAM. Como resultado, se obtuvo la recertificación de los Sistemas de Gestión por un nuevo periodo de tres años, vigencia renovada hasta diciembre de 2024.

c) Políticas de dividendos y agentes pagadores

Las Co-Emisoras no han distribuido dividendos durante los ejercicios 2019, 2020 y 2021.

Las Co-Emisoras no tienen una política de dividendos determinada y podrán decidir en el futuro pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable o basada en diversos factores que pudieran existir en ese momento. La política de dividendos de las Co-Emisoras dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que los directorios de las Co-Emisoras consideren relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo con los resultados no asignados expuestos en los estados contables anuales confeccionados de conformidad con las Normas Contables Profesionales y las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea de accionistas anual ordinaria.

De acuerdo con los estatutos de las Co-Emisoras, sus ganancias realizadas y liquidas se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital social para el fondo de reserva legal; b) a remuneración del directorio y comisión fiscalizadora en su caso; c) el saldo tendrá el destino que decida la asamblea.

Los directorios de las Co-Emisoras someten a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados contables de las Co-Emisoras correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de cuatro meses contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados contables y determinar el destino de la ganancia neta del ejercicio.

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTE)

a) Directores o Administradores y Gerencia

De conformidad con la Ley General de Sociedades, la administración de las sociedades anónimas está en manos de un directorio elegido por la asamblea de accionistas. De conformidad con el Artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores responden (respectivamente a cada sociedad en la cual se desempeñan) ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y los terceros por el mal desempeño de su cargo, la violación de la ley, el estatuto o el reglamento de la sociedad, si lo hubiere, y por cualquier otro daño a terceros causado por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme lo establece el Artículo 274 de la Ley General de Sociedades. Los siguientes conceptos se consideran parte integrante del deber de lealtad de un director: (i) la prohibición de emplear los activos de la sociedad y la información confidencial con fines privados; (ii) la prohibición de aprovechar, o permitir que otros aprovechen, por medio de acción u omisión, las oportunidades de negocios de la sociedad; (iii) la obligación de ejercer sus facultades únicamente para los fines propuestos por la ley, los estatutos de la sociedad o las resoluciones de los accionistas o del directorio; (iv) la obligación de actuar con diligencia en la preparación y divulgación de la información suministrada al mercado y velar por la independencia de los auditores externos de la sociedad; y (v) la obligación de tener estricto cuidado de forma tal que los actos del directorio no sean contrarios, directa o indirectamente, a los intereses de la sociedad. Conforme con lo previsto bajo la Ley General de Sociedades, se pueden asignar funciones específicas a un director por medio del estatuto o de una resolución de la asamblea. En dichos casos, la imputación de responsabilidad se hará atendiendo a la actuación individual, siempre que la asignación de funciones específicas hubiese sido inscrita en el registro público de comercio correspondiente. La Ley General de Sociedades prohíbe que los directores realicen actividades en competencia con la sociedad sin expresa autorización de la asamblea. Los directores deben informar al directorio y a la comisión fiscalizadora acerca de cualquier conflicto de intereses que pudieran tener en una operación propuesta y deberán abstenerse de votar en tal cuestión.

Un director no será responsable por las decisiones adoptadas en una reunión del directorio en caso en que el mismo estableciera su oposición por escrito e informare a la sindicatura antes de que su responsabilidad se denuncie al directorio, a la sindicatura, a la asamblea o a la autoridad competente, o se ejerza la acción judicial correspondiente. Excepto en el caso de liquidación obligatoria o quiebra, la gestión de un director aprobada por los accionistas de la sociedad libera a ese director de cualquier responsabilidad por tal gestión respecto de la sociedad, a menos que los accionistas que representen el 5% o más del capital social objeten dicha aprobación o a menos que la decisión de aprobar la gestión hubiera sido adoptada en violación de las leyes aplicables o de los estatutos de la sociedad. La sociedad tiene derecho a entablar acciones judiciales contra un director si una mayoría de los accionistas de la sociedad reunidos en asamblea solicitan tal medida. Si la sociedad no inicia la acción judicial dentro de los tres meses de la resolución de asamblea aprobando el inicio de la acción, cualquier accionista puede promoverla en nombre y representación de la sociedad.

Según lo previsto bajo la Ley General de Sociedades, el directorio de cada una de las sociedades está a cargo de la administración de cada sociedad y, por lo tanto, adopta todas y cada una de las decisiones administrativas, así como aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, los estatutos de la sociedad y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de cualquier tarea en particular que los accionistas le hubieran delegado expresamente. De conformidad con la Ley General de Sociedades, los deberes y las responsabilidades de un director suplente, cuando actúe en reemplazo de un director titular, ya sea en forma transitoria o permanente, son los mismos que los que se analizaron precedentemente para el caso de directores titulares. En ningún caso los directores suplentes tendrán otros deberes o responsabilidades en su calidad de directores suplentes.

El directorio de GEMSA está conformado por nueve directores titulares y cinco directores suplentes. El directorio de CTR está conformado por cinco directores titulares. Los accionistas presentes en las asambleas de accionistas de GEMSA podrán determinar el número de directores, el cual no podrá ser menor que cinco ni mayor que nueve para el caso de directores titulares. Los accionistas presentes en las asambleas de accionistas de CTR podrán determinar el número de directores, el cual no podrá ser menor que uno ni mayor que cinco para el caso de los directores titulares. El número de directores suplentes deberá ser igual o menor al número de directores titulares. Cada uno de los directores es elegido por la mayoría de los accionistas presentes en la asamblea ordinaria de accionistas por un plazo de tres años y podrá ser reelegido por períodos sucesivos. De conformidad con la Ley

de Sociedades, los directores permanecen en sus cargos hasta ser reemplazados o reelegidos. Ninguno de los directores actuales de GEMSA se considera independiente en virtud de la ley argentina aplicable.

Las tablas que se observan a continuación establecen la composición del directorio de GEMSA y CTR:

GEMSA

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de designación	Fecha de Vencimiento (*)	Carácter (**)
Armando Losón (h)	Presidente	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
Guillermo Gonzalo Brun	Vicepresidente 1°	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
Julián Pablo Sarti	Vicepresidente 2°	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
María Eleonora Bauzas	Director Titular	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
Oscar Camilo De Luise	Director Titular	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
Ricardo Martín López	Director Titular	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
Osvaldo Enrique Alberto Cado	Director Titular	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
José Leonel Sarti	Director Suplente	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
Juan Gregorio Daly	Director Suplente	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
Jorge Hilario Schneider	Director Suplente	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
Juan Carlos Collin	Director Suplente	01/06/2021	31/12/2023	No independiente
María Andrea Bauzas	Director Suplente	01/06/2021	31/12/2023	No independiente

(*) Los directores oportunamente electos permanecerán en sus cargos hasta tanto sean reemplazados o renovados sus mandatos, según lo dispuesto en el artículo 257 de la Ley General de Sociedades.

(**) Conforme con los términos del art. 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

CTR

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Fecha de Vencimiento (*)	Carácter (**)
Armando Losón (h)	Presidente	20/04/2020	31/12/22	No independiente
Guillermo Gonzalo Brun	Director Titular	20/04/2020	31/12/22	No independiente
Julián Pablo Sarti	Director Titular	20/04/2020	31/12/22	No independiente
Roque Antonio Villa	Director Titular	01/06/2021	31/12/23	No independiente

(*) Los directores oportunamente electos permanecerán en sus cargos hasta tanto sean reemplazados o renovados sus mandatos, según lo dispuesto en el artículo 257 de la Ley General de Sociedades.

(**) Conforme con los términos del art. 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los miembros titulares del directorio de GEMSA y CTR:

Armando Losón (h): D.N.I. N° 23.317.328, C.U.I.T. N° 20-23317328-3. Fecha de Nacimiento: 16/06/1973. Presidente de GEMSA y CTR. El Lic. Armando Losón integra la compañía desde el 28 de abril de 2006. Con más de 10 años de experiencia corporativa, desde 2004, es Director de RGA. Ingresó al Grupo Albanesi en el año 1997, para inicialmente trabajar en el área comercial. Tuvo a su cargo el desarrollo del departamento de Nuevos Negocios. Ha participado activamente en diferentes procesos de evaluación de proyectos y adquisiciones en diversas áreas del grupo, como Gas, Petróleo, Generación Eléctrica y Agroindustrias. En 2004 fue Co-Leader en el desarrollo de Bodega del Desierto S.A., para la producción de vinos premium, empresa de la que actualmente es General Manager, y que en corto tiempo fue posicionada en el mercado por sus logros. En 1996, obtuvo el título de Licenciado en Economía en la Universidad de San Andrés. Armando Losón (h) es hijo de Armando Roberto Losón. El Sr. Armando Losón (h) ocupa el cargo de Presidente en las siguientes sociedades del Grupo Albanesi: CTR, Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Litoral S.A., GROSA, RGA, Centennial S.A., Holen S.A. y Solalban Energía S.A. Su domicilio es Av. L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo Gonzalo Brun: D.N.I. N° 20.298.131, C.U.I.T. N° 20-20298131-4. Fecha de Nacimiento: 26/10/1968. Vicepresidente 1° de GEMSA y Director Titular de CTR. El Cdr. Guillermo Gonzalo Brun integra las Compañías desde el 19 de abril de 2010. Se incorporó al Grupo Albanesi en julio de 1995 y desde noviembre de 2003 desempeña el cargo de Director Financiero del Grupo Albanesi. Es Contador Público Nacional desde marzo de 1995 egresado de la Universidad Nacional de Rosario. En abril 2001 obtuvo el título de MBA en la Universidad del CEMA. Además, es director titular de las siguientes compañías: Albanesi Power S.A., Generación Litoral S.A., Holen S.A. y Centennial S.A. Asimismo es Vicepresidente 1° de las siguientes sociedades: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Bodega del Desierto S.A., GROSA y RGA. Adicionalmente, el Sr. Brun se desempeña como Síndico Titular en Solalban Energía S.A. Su domicilio es Av. L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Julián Pablo Sarti: D.N.I. N° 27.288.155, C.U.I.T. N° 20-27288155-4. Fecha de Nacimiento: 14/06/1979. Vicepresidente 2° de GEMSA y Director Titular de CTR. El Ing. Julián Pablo Sarti integra las Compañías desde el 19 de abril de 2010. Es ingeniero mecánico egresado de la Universidad Nacional de La Plata. Cursó la Carrera de Especialización en Administración del Mercado Eléctrico en el Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA). Se incorporó a RGA en el año 2005. Con anterioridad trabajó en Arcan Ing. y Cons. S.A. en la gerencia de ingeniería y en Aluar Aluminio Argentino S.A.I.C. en la gerencia de ingeniería industrial. Además es Vicepresidente 2° de las siguientes compañías: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Bodega del Desierto S.A., GROSA, y RGA. Asimismo, el Sr. Sarti se desempeña como Director Titular en Albanesi Power S.A., Generación Litoral S.A., y Solalban Energía S.A. También como Vicepresidente de Holen S.A. Por último, se desempeña como Director Titular en Ravok S.A. y Quince Escobas S.A. y como Gerente de Corimar SRL. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

María Eleonora Bauzas: D.N.I. N° 25.900.920, C.U.I.T. N° 27-25900920-6. Fecha de Nacimiento: 14/11/1977. Directora Titular de GEMSA. Es Licenciada en Marketing egresada de la Universidad CAECE. Desde Julio del 2005 se desempeñó en distintas áreas dentro de Bodega del Desierto S.A. En la actualidad ocupa el cargo de directora titular en dicha sociedad. Asimismo, se desempeña como Directora Titular de Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., GROSA y RGA. Su domicilio es Av. L.N. Alem 855, Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oscar Camilo De Luise: D.N.I. N° 6.073.309, C.U.I.T. N° 20-06073309-1. Fecha de Nacimiento: 21/09/1947. Director Titular de GEMSA. El Cdr. Oscar Camilo De Luise integra las Compañías desde el 28 de abril de 2006. Entre 2001 y 2005, se desempeñó en RGA ocupando el cargo de Gerente de Administración y Finanzas –Planificación y Control. Desde 1999 ocupa la presidencia de la Empresa Cerámica Arroyo Seco S.A., y en el pasado ocupó la Gerencia General de Aldea S.A. (1991-1999), el puesto de Gerente de Administración y Finanzas de UTE Condux - SGA - Albanesi (1988-1990) y los cargos de Gerente General y Gerente de Sucursal Buenos Aires de Siryi, Del Gerbo, Azanza S.A. (1970-1988). En 1969, obtuvo el título de Contador Público Nacional en la Universidad Nacional de Rosario. Además, es director titular de las siguientes compañías: Alba Jet S.A., Albanesi Power S.A., Albanesi Energía S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Litoral S.A., GROSA y RGA. Asimismo, el Sr. De Luise se desempeña como Director Suplente en Solalban Energía S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ricardo Martín Lopez: D.N.I.: 26.965.138 C.U.I.T.: 20-26965138-6 Fecha de nacimiento: 10/10/1978. Director Titular de GEMSA. El Sr. López es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires (UBA) en 2002. Ingresó en el Grupo Albanesi en 2006 como analista de impuestos y a la fecha cumple la función de Gerente de impuestos del Grupo Albanesi. Anteriormente trabajó en el sector de impuestos de Price Waterhouse & Co. y de KPMG. El Sr. López ocupa el cargo de director titular en Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., RGA. Asimismo, el Sr. López se desempeña como director suplente en Albanesi Power S.A., Bodega del

Desierto S.A., Generación Litoral S.A., GROSA, Holen S.A. y Solalban Energía S.A. Su domicilio es Av. L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Osvaldo Enrique Alberto Cado: D.N.I.: 28.800.764 C.U.I.T.: 20-28800764-1 Fecha de nacimiento: 07/04/1981. Director Titular de GEMSA. El Sr. Cado cumple la función de Gerente de Estructuraciones Financieras. Es parte del Grupo Albanesi desde octubre 2014. En el año 2003 obtuvo el título de Licenciado en Economía en la UCA, habiendo realizado luego varios cursos de posgrado entre el que se destaca el Master en Finanzas en la Universidad del CEMA en el año 2007. Actualmente es docente en la UBA, UCA y UCEMA. Se desempeña también como Director Suplente de Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A. y Rafael G. Albanesi S.A.

José Leonel Sarti: D.N.I.: 30.925.253 CUIT: 20-30925253-6 Fecha de nacimiento: 12/04/1984. Director Suplente de GEMSA. El Sr. Sarti es Licenciado en Administración de Empresas en la Universidad Argentina de la Empresa (UADE) y posee el Master en Administración de Empresas en la Escuela de Negocios de la Universidad Austral (IAE). Ingresó al Grupo Albanesi en el año 2008 y se desempeña en la función de Analista de compra/venta del sector Despacho. El Sr. Sarti ocupa el cargo de director suplente en las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Litoral S.A., GROSA y RGA. Por último, se desempeña como director suplente de Ravok S.A., como Director Titular de Quince Escobas S.A y Gerente de Corimar S.R.L. Su domicilio es Av. L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Juan Gregorio Daly: D.N.I.: 24.365.221 C.U.I.T.: 23-24365221-9 Fecha de nacimiento: 29/09/1975. Director Suplente de GEMSA. El Sr. Daly cumple la función de Gerente Financiero desde su ingreso en el mes de agosto 2013. En el período 1995-2013 trabajó en Camuzzi Gas Pampeana S.A., como Jefe de Finanzas. En el año 2000 obtuvo el título de Licenciado en Administración de Empresas en la UADE. En el año 2003 realizó el posgrado en Finanzas de la Universidad de San Andrés y completo el programa CFA (Chartered Financial Analyst) en el año 2006. El Sr. Daly ocupa el cargo de director suplente en las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Litoral S.A., GROSA y RGA. Su domicilio es Av. L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Jorge Hilario Schneider: D.N.I. N° 4.176.627, C.U.I.T. N° 20-04176627-2. Fecha de Nacimiento: 17/05/1936. Director Suplente de GEMSA desde el año 2016. Se ha desempeñado como consultor independiente en áreas comerciales, financieras y de servicios para diversas firmas como ser Ingeniera Sisto S.R.L, Porcelanas Tsuji S.A. y Tycesa S.A. Trabajó durante 23 años en Pérez Compac S.A., alcanzando el cargo de Director de Comercialización. También ha prestado servicios en Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y en la industria de la construcción. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Juan Carlos Collin: D.N.I. N° 10.865.759, C.U.I.T. N° 20-10865759-7. Fecha de Nacimiento: 19/07/1953. Director Suplente de GEMSA desde el año 2016. Cuenta con una amplia trayectoria en la industria del gas se incorpora al Grupo Albanesi en el año 1996. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Roque Antonio Villa: DNI N° 14.001.208, CUIT N° 20-14001208-5. Fecha de Nacimiento: 05/12/1957. Director Titular de CTR. Es abogado egresado de la Universidad Nacional de Córdoba en 1986 y notario egresado de la Universidad de Morón en 1988. Actualmente ejerce la profesión de abogado y es procurador de la Municipalidad de Río Ceballos. También se ha desempeñado como co-fundador de la Sala de Derecho Municipal del Colegio de Abogados de Córdoba, como Procurador de la Provincia de Córdoba, como asesor externo de la Comuna El Manzano, como asesor externo de la Municipalidad de Río Ceballos. Dentro de la función pública, también se ha desempeñado como concejal titular de Río Ceballos, secretario de Gobierno Municipalidad de Río Ceballos, convencional constituyente de Río Ceballos 1995 y como secretario legislativo del Senado de la Provincia de Córdoba. Asimismo, se desempeña como presidente de la fundación DAVID NALBANDIAN, como presidente y asesor de DAJOR S.A., como presidente y asesor de VALHER S.A. y como asesor de KEVORK S.A.

b) Remuneración

La Ley General de Sociedades establece que la remuneración a pagar a todos los miembros del directorio (incluidos aquellos que también sean miembros de la gerencia de primera línea) por un ejercicio económico no podrá superar el 5% de la ganancia neta correspondiente a dicho ejercicio económico, si la sociedad no paga dividendos en relación con dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades aumenta la limitación anual a la remuneración de los directores al 25% de la ganancia neta para aquellos casos en los que toda la ganancia neta correspondiente a dicho ejercicio económico se distribuya como dividendos. Dicho porcentaje se reduce en forma proporcional en función a la relación entre la ganancia neta y dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también establece que la asamblea de accionistas puede aprobar la remuneración de los directores

por encima de los límites máximos establecidos en la Ley General de Sociedades cuando la sociedad no tenga ganancia neta o cuando la ganancia neta sea baja, siempre que, durante el ejercicio económico en cuestión, los directores hayan cumplido tareas especiales o funciones técnico administrativas. La remuneración de todos los miembros del directorio y de la Comisión Fiscalizadora debe ser aprobada en la asamblea de accionistas.

Por acta de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de GEMSA de fecha 19 de abril de 2022, se aprobó por unanimidad (a) la distribución de honorarios entre los miembros del Directorio por la gestión realizada durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 por la suma total de \$104.574.361 (Pesos ciento cuatro millones quinientos setenta y cuatro mil trescientos sesenta y uno); y (b) la distribución de honorarios entre los miembros de la Comisión Fiscalizadora por su gestión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 por la suma total de \$408.000 (Pesos cuatrocientos ocho mil).

Por acta de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de CTR de fecha 19 de abril de 2022, se aprobó por unanimidad: (a) la distribución de honorarios entre los miembros del Directorio por la gestión realizada durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 por la suma total de \$36.198.451 (pesos treinta y seis millones ciento noventa y ocho mil cuatrocientos cincuenta y uno); y (b) la distribución de honorarios entre los miembros de la Comisión Fiscalizadora por su gestión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 por la suma total de \$282.000 (pesos doscientos ochenta y dos mil).

No se realizaron pagos en concepto de gratificaciones o de planes de participación en las utilidades.

No se celebró contrato alguno que dispusiera el pago de algún tipo de beneficio o remuneración a cualquier otro director o miembro de nuestra comisión fiscalizadora al término de su mandato o en caso de jubilación.

c) Información sobre Participaciones Accionarias

Información de GEMSA

A la fecha del presente, en GEMSA solo existe participación accionaria indirecta de sus directores, gerencia y empleados. El siguiente cuadro detalla los accionistas de Holen S.A. (accionista directo de GEMSA en un 29,14%) que, a su vez, son directores y empleados de GEMSA:

Accionistas	Cantidad de Acciones	Clase de Acciones	Porcentaje de participación directa en Holen S.A.	Porcentaje de participación indirecta en GEMSA
Armando Losón (h)	18.000	Única	15,00%	4,37%
Guillermo Gonzalo Brun	12.000	Única	10,00%	2,91%
Julián Pablo Sarti	2.000	Única	1,67%	0,48%

Información de CTR

El siguiente cuadro brinda información acerca de la participación accionaria indirecta en CTR de los directores, gerencia y empleados, a través de sus participaciones directas en GEMSA (sociedad que posee un 75% de las acciones de CTR), a la fecha del presente Prospecto:

Accionistas		Cantidad de Acciones	Clase de Acciones	Porcentaje de participación directa en GEMSA	Porcentaje de participación indirecta en CTR
Carlos Bauzas	Alfredo	40.624.779	Única	20%	15%

Asimismo, se advierte que existen directores y empleados de CTR con participación accionaria indirecta a través de sus participaciones directas en Holen S.A. e indirectas en GEMSA. A continuación, se informa las personas que son directores y empleados con participación indirecta en CTR según lo descripto:

Accionistas	Cantidad de Acciones	Clase de Acciones	Porcentaje de participación directa en Holen S.A.	Porcentaje de participación indirecta en CTR
Armando Losón (h)	18.000	Única	15,00%	3,28%
Guillermo Gonzalo Brun	12.000	Única	10,00%	2,18%
Julián Pablo Sarti	2.000	Única	1,67%	0,36%

d) Otra Información Relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales

Comisión Fiscalizadora

La Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales exigen que toda sociedad anónima que haya realizado oferta pública en Argentina, como en este caso, cuenten con una comisión fiscalizadora. Los estatutos de Albanesi y GEMSA prevén una comisión fiscalizadora que está compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes para desempeñar su cargo durante un ejercicio económico. El estatuto de CTR establece una comisión fiscalizadora compuesta por tres síndicos y tres síndicos suplentes que desempeñan su cargo durante tres ejercicios económicos. De acuerdo con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades, únicamente abogados y contadores matriculados para ejercer en Argentina o sociedades civiles conformadas por tales profesionales matriculados pueden ocupar el cargo de síndicos de una sociedad anónima constituida en Argentina. A la fecha del presente Prospecto, todos los miembros titulares y suplentes de nuestra comisión fiscalizadora son independientes conforme a lo dispuesto en la Ley de Mercado de Capitales.

Las principales responsabilidades de la comisión fiscalizadora son supervisar el cumplimiento por parte del directorio de la Ley General de Sociedades, los estatutos y reglamentos aplicables, si hubiere, y las resoluciones adoptadas por los accionistas, además de desempeñar otras funciones, incluyendo, pero sin carácter taxativo: (i) supervisar e inspeccionar los libros y documentación societaria siempre que lo juzgue conveniente y, pero al menos, trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones del directorio, el comité ejecutivo, el comité de auditoría y a las asambleas de accionistas; (iii) preparar un informe anual relativo a la condición financiera de la sociedad y presentar dicho informe ante la asamblea ordinaria de accionistas; (iv) proveer cierta información referente a la compañía ante requerimiento de accionistas que representen al menos 2% del capital social; (v) convocar a asamblea extraordinaria de accionistas cuando lo considere necesario, por su propia iniciativa o a solicitud de los accionistas y asamblea de accionistas ordinarias y extraordinarias cuando no fueran convocadas por el directorio; (vi) supervisar y fiscalizar el debido cumplimiento de la ley, los estatutos, reglamentos y decisiones asamblearias; e (viii) investigar las quejas que le formulen por escrito accionistas que representen al menos 2% del capital social.

En cumplimiento de estas funciones, las comisiones fiscalizadoras no controlan las operaciones ni evalúan el fondo de las decisiones adoptadas por los directores. Los deberes y las responsabilidades de un síndico suplente, cuando actúe en reemplazo de un síndico titular, ya sea en forma transitoria o permanente, son los mismos que los que se analizaron precedentemente para el caso de síndicos titulares. En ningún caso, los síndicos suplentes tendrán otros deberes o responsabilidades en su calidad de síndicos suplentes.

Los siguientes cuadros presentan información sobre los miembros de la Comisión Fiscalizadora de GEMSA:

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento de mandato (*)	Carácter (**)
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	19/04/2022	31/12/2022	Independiente
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	19/04/2022	31/12/2022	Independiente
Francisco Agustín Landó	Síndico Titular	19/04/2022	31/12/2022	Independiente
Marcelo Claudio Barattieri	Síndico Suplente	19/04/2022	31/12/2022	Independiente
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	19/04/2022	31/12/2022	Independiente
Marcelo Rafael Tavarone	Síndico Suplente	19/04/2022	31/12/2022	Independiente

(*) Los miembros de la comisión fiscalizadora, oportunamente electos, permanecerán en sus cargos hasta tanto sean remplazados o renovados en sus funciones, según lo dispuesto en el Artículo 287 de la Ley General de Sociedades.

(**) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

Los siguientes cuadros presentan información sobre los miembros de la Comisión Fiscalizadora de CTR:

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento de mandato (*)	Carácter (**)
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Francisco Agustín Landó	Síndico Titular	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Marcelo Claudio Barattieri	Síndico Suplente	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Marcelo Rafael Tavarone	Síndico Suplente	07/07/2020	31/12/2022	Independiente

(*) Los miembros de la comisión fiscalizadora, oportunamente electos, permanecerán en sus cargos hasta tanto sean remplazados o renovados en sus funciones, según lo dispuesto en el Artículo 287 de la Ley General de Sociedades.

(**) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los síndicos de GEMSA y CTR.

Enrique Omar Rucq. D.N.I. N° 12.944.900, C.U.I.T. N° 20-12944900-5. El Sr. Rucq nació el 3 de julio de 1957. Es síndico de GEMSA y CTR. Es contador y licenciado en Administración de Empresas egresado de la Universidad Nacional de Rosario. También es Síndico Titular de Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Litoral S.A., GROSA, RGA, y Centennial S.A. Trabajó en Morando y Cripovich S.A., RGA y en Correo Argentino S.A. Asimismo, se desempeña como Socio Gerente de Cocina Saludable SRL. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcelo Pablo Lerner. D.N.I. N° 20.379.214, C.U.I.T. N° 20-20379214-0. El Sr. Lerner nació el 19 de septiembre de 1968. Es síndico titular de GEMSA y CTR. Es abogado y contador egresado de la Universidad de Buenos Aires. También es síndico de Holen S.A., Generación Litoral S.A., y GROSA y síndico suplente de Albanesi Power S.A. Adicionalmente, integra el estudio jurídico Lerner y Asociados además de trabajar en forma independiente. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Francisco Agustín Landó. D.N.I. N° 6.062.670, C.U.I.T. N° 20-06062670-8. El Sr. Landó nació el 2 de diciembre de 1945. Es síndico de GEMSA y CTR. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y es escribano público desde 1976 y se ha matriculado como escribano público en el año 1977, desempeñándose como tal hasta el momento de su jubilación. También es Síndico Titular de Albanesi Energía S.A., Generación Litoral S.A. y GROSA. Su domicilio es Av. L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcelo Claudio Barattieri. D.N.I. N° 21.959.696, CUIT N° 20-21959696-1. El Cdor. Barattieri nació el 23 de abril de 1971. Síndico suplente de GEMSA y CTR desde el 16 de abril de 2019 y 23 de abril de 2019, respectivamente. El Cdor. Barattieri es egresado de la Universidad de Buenos Aires. También se desempeña como síndico de Albanesi Energía S.A. y síndico suplente de GROSA, Generación Litoral S.A. y

Holen S.A. y socio gerente en Estudio Lerner & Asociados S.R.L. Su domicilio es L. N. Alem 855, Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Indalecio Vela. D.N.I. N° 23.087.113, C.U.I.T. N° 20-23087113-3. El Sr. Vela nació el 29 de enero de 1973. Es síndico suplente de GEMSA y CTR. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. También es síndico suplente de Albanesi Energía S.A., Generación Litoral S.A., y GROSA. Fue Secretario de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico de la Ciudad de Buenos Aires y desde 2002 trabaja en forma independiente exclusivamente en el área del Derecho Penal e Impositivo. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcelo Rafael Tavarone. Marcelo Rafael Tavarone: D.N.I. N° 22.099.055, C.U.I.T. N° 23-22099055-9. El Dr. Tavarone nació el 8 de marzo de 1971. Síndico Suplente de CTR y GEMSA. Se graduó en 1995 como abogado (con honores) de la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires y también como máster (LL.M.) en Derecho Bancario y Financiero en Queen Mary, University of London en 1998. La publicación Chambers & Partners lo ha distinguido como uno de los abogados líderes de su área de práctica en la Argentina. Ha dictado diversos cursos de grado y postgrado en la Universidad de Buenos Aires, la Universidad Torcuato Di Tella, la Universidad Católica Argentina y en la Universidad de San Andrés. Actualmente se desempeña como socio en Tavarone, Rovelli, Salim & Miani – Abogados y con anterioridad fue asociado extranjero en Simpson, Thacher & Bartlett. Es autor de numerosas publicaciones de su especialidad. Se ha desempeñado como Síndico Suplente de Deutsche Bank Argentina S.A. y Síndico Suplente de Red Link S.A. Actualmente es también Director Titular de Invertir en Bolsa S.A., Director Suplente de Banco Interfinanzas S.A. y Síndico Suplente en Albanesi Energía S.A. Su domicilio es Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Independencia de los miembros de la comisión fiscalizadora

De acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 4° del Capítulo XXI de las Normas de la CNV, Enrique Omar Rucq, Marcelo Pablo Lerner, Francisco Agustín Lando, Carlos Indalecio Vela, Marcelo Claudio Barattieri y Marcelo Rafael Tavarone son miembros independientes de la comisión fiscalizadora.

Gerentes

A continuación, se detallan los nombres de los gerentes de las Co-Emisoras:

- Gerente financiero: Juan Gregorio Daly

A continuación, se consigna una breve descripción biográfica de los gerentes de las Sociedades:

Juan Gregorio Daly. DNI 24.365.221, C.U.I.L. N° 23-24365221-9. Fecha de Nacimiento: 29/09/1975. Gerente Financiero desde su ingreso en el mes de agosto 2013. En el período 1995-2013 trabajó en Camuzzi Gas Pampeana S.A., como Jefe de Finanzas. En el año 2000 obtuvo el título de Licenciado en Administración de Empresas en la UADE. En el año 2003 realizó el posgrado en Finanzas de la Universidad de San Andres y completo el programa CFA (Chartered Financial Analyst) en el año 2006.

Asesores

Las Co-Emisoras mantienen una relación continua con los siguientes estudios jurídicos:

- Estudio D'hers, con domicilio en Avda. Córdoba 612, piso 4°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Tavarone, Rovelli, Salim & Miani, con domicilio en Tte. Gral. Juan D. Perón 537, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El estudio Tavarone, Rovelli, Salim & Miani es el asesor legal de las Co-Emisoras en todos los aspectos relativos al Programa.
- Estudio Moltedo con domicilio en Sarmiento 673, piso 7°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán Abogados, con domicilio en Avenida del Libertador 602, Piso 3°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Adicionalmente, GEMSA mantiene relación continua con:

- Estudio Jurídico Nadia Nacher Zmuidinas con domicilio en Av. Gdor. Gordillo 371, Ciudad y Provincia de La Rioja.

Las Co-Emisoras no cuentan con asesores financieros con los que mantenga una relación continúa.

Audidores Externos

Price Waterhouse & Co. S.R.L. (firma miembro de PricewaterhouseCoopers Network), contadores públicos independientes, inscriptos en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA) bajo el T° 1 F° 17 es la firma de auditoría de las Co-Emisoras. Asimismo, en lo que respecta a GEMSA, CTR y Albanesi, se manifiesta que el Dr. Raúl Leonardo Viglione, CUIT 20-17.254.854-0, con domicilio en Bouchard 557 Piso 8, Ciudad de Buenos Aires, perteneciente a Price Waterhouse & Co. S.R.L., ha auditado: (i) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2021, (ii) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020, y (iii) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019.

El domicilio de Price Waterhouse & Co. S.R.L. es Bouchard 557 - Piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Su CUIT es 30-70864208-4. Los socios integrantes de la firma auditora se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

e) Gobierno Corporativo

En febrero de 2018, en forma previa a la entrada en vigencia de la ley nacional N° 27.401, el Grupo comenzó el proceso de fortalecimiento de su Programa de Integridad (el “Programa de Integridad” o el “Programa”) para asegurar su efectividad en relación con los diferentes riesgos en la materia.

El Programa fue aprobado por Acta de Directorio de fecha 16 de agosto de 2018 y se sustentó inicialmente en: (i) un Código de Ética y Conducta (el “Código”), (ii) una Política Anticorrupción, (iii) una Política de Presentación en Licitaciones y Concursos, (iv) una Política de relacionamiento con Funcionarios Públicos; y (v) una Línea Ética para denuncias anónimas de terceros (la “Línea”), administrada por la firma PricewaterhouseCoopers (“PwC”).

El Código y la Línea se encuentran disponibles en el sitio web de Albanesi (<http://www.albanesi.com.ar/programa-integridad.php>) en sustento de un criterio de publicidad que continuó desarrollándose posteriormente a partir de su difusión a proveedores y clientes. El detalle de los cuatro canales de denuncia disponibles puede consultarse en el siguiente sitio web: <http://www.albanesi.com.ar/linea-etica.php> y, adicionalmente, hemos creado un reservorio actualizado de todas las políticas y el Código, que puede encontrarse en: Programa de Integridad de Albanesi.

El Código prevé la creación de un Comité de Ética, que lleva adelante la investigación de las denuncias que pudieran efectuarse y eleva sus conclusiones al Directorio, de quien depende. Dicho Comité está actualmente conformado por el Gerente Corporativo de Legales & Compliance, el Gerente Corporativo de Auditoría Interna y un director de algunas de las Compañías, independiente de los accionistas del Grupo. Con fecha 6 de julio de 2020, se reforzó el Programa de Integridad con una actualización del Código y con la elaboración de políticas adicionales, tales como la Política sobre Donaciones, Becas y Patrocinios, la Política de Confidencialidad y Uso de Herramientas y Materiales de Trabajo, la Política de Rendición de Gastos de Viaje y la Política de Due Diligence de Terceros, complementaria de una herramienta de Gestión de Riesgos de Integridad de Proveedores (“GRIP”) desarrollada con el soporte de PwC.

Asimismo, en cumplimiento con las disposiciones del Código, se generaron los siguientes registros: (i) de Regalos, (ii) de Relacionamiento con Funcionarios Públicos y (iii) de Conflictos de Interés, todos de uso mandatorio para nuestros empleados.

Por último, destacamos que, con fecha 2 de agosto de 2020, culminó una evaluación del Programa (“Integrity Program Effectiveness Assessment”) efectuada por PwC a solicitud del Grupo. Dicho trabajo involucró entrevistas a empleados y directores de las Compañías, así como un análisis de transacciones y documentación de forma aleatoria. En consecuencia, se pudieron recoger y documentar los avances y mejoras que fueron implementadas desde la aprobación del Programa, así como las oportunidades de mejora a llevar a cabo en el futuro.

f) Empleados

Al 31 de diciembre de 2021, GEMSA contaba con 195 empleados, de los cuales 192 desempeñan su actividad laboral en las centrales de su propiedad, y los restantes 3 empleados lo hacían en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. 137 empleados son parte de un convenio colectivo. No esperamos experimentar huelgas o paros por parte de nuestros empleados. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la dotación de GEMSA era de 148 y 149 empleados, respectivamente.

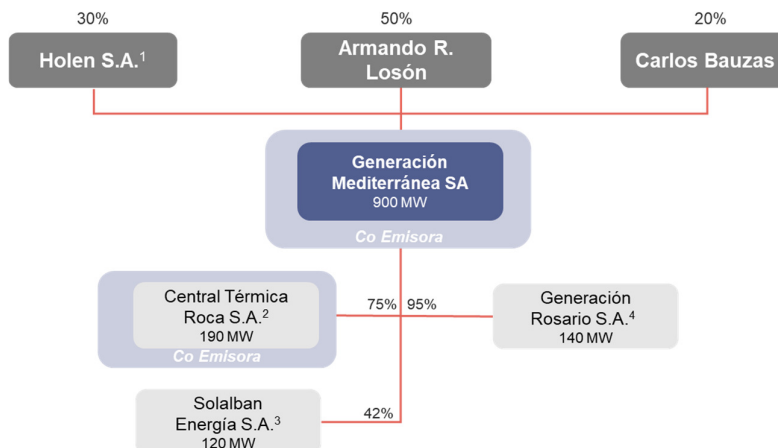
Al 30 de diciembre de 2021, CTR contaba con 29 empleados, de los cuales 28 desempeñan su actividad laboral en la central de su propiedad, y el restante 1 empleado lo hacía en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. 23 empleados son parte de un convenio colectivo. No esperamos experimentar huelgas o paros por parte de nuestros empleados. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la dotación de CTR era de 28 y 27 empleados, respectivamente.

A la fecha de este Prospecto las Co-Emisoras no han acogido a ningún plan de asistencia estatal para el pago de salarios, los cuales se encuentran pagando con normalidad.

ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura organizativa de las Co-Emisoras y su Grupo Económico

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa de las Co-Emisoras y del Grupo Albanesi a la fecha del presente Prospecto, detallando las capacidades nominales instaladas de cada sociedad.



- (1) Son accionistas de Holen S.A., Armando Roberto Losón (73,33%), Armando Losón (h) (15%), Guillermo G. Brun (10%) y Julián P. Sarti (1,67%).
- (2) Tefu SA es propietaria del 25% de CTR.
- (3) Unipar Indupa S.A.I.C. controla el 58% de Solalban.
- (4) Holen S.A., Armando R. Losón y Carlos Bauzas poseen el 5% restante de GROSA.

El presente cuadro contempla la estructura organizativa a partir de la Fusión 2021. Para mayor información, véase “*Políticas de las Co-Emisoras – (a) Políticas de inversiones y de financiaciones – Fusión 2021*” de este Prospecto.

b) Accionistas o Socios Principales

GEMSA

El capital social de GEMSA a la fecha del presente Prospecto está representado por 203.123.895 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de GEMSA a la fecha del presente Prospecto:

<u>Accionista</u>	<u>Clase de Acciones</u>	<u>Número de Acciones</u>	<u>Porcentaje</u>
Armando Roberto Losón	Acciones ordinarias	103.305.078	50.86%
Carlos Alfredo Bauzas	Acciones ordinarias	40.624.779	20%
Holen S.A.	Acciones ordinarias	59.194.038	29,14%
Total		203.123.895	100 %

Con fecha 26 de mayo de 2021, como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA resolvió aumentar su capital social en la suma de \$ 64.951.745, es decir, de la suma de \$ 138.172.150 a la suma de \$ 203.123.895. El mismo fue aprobado por Asamblea General Extraordinaria de GEMSA de dicha fecha. Dicho aumento de capital fue inscripto en IGJ el 10/03/2022 bajo el número 3803, libro 107, tomo - de Sociedades por Acciones.

CTR

El capital social de CTR a la fecha del presente prospecto está representado por 73.070.470 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de CTR a la fecha del presente Prospecto:

Accionista	Clase de Acciones	Número de Acciones	Porcentaje
Generación Mediterránea S.A.	Acciones ordinarias	54.802.853	75%
Tefu S.A.	Acciones ordinarias	18.267.617	25%
Total		73.070.470	100%

El 26 de abril de 2012, Armando Roberto Losón, Carlos Alfredo Bauzas y Holen S.A. celebraron un acuerdo de accionistas, el cual se modificó el 30 de marzo de 2015 (el “Acuerdo de Accionistas de Albanesi”), con el fin de regular la operación y administración de las empresas del Grupo Albanesi. Entre otras cuestiones, el Acuerdo de Accionistas de Albanesi regula la transferencia de acciones de las empresas del Grupo Albanesi y el cumplimiento y ejercicio de los derechos de los accionistas y de sus sucesores, exige que ciertas cuestiones sean aprobadas por el voto afirmativo de determinados accionistas y establece requisitos especiales para las asambleas de accionistas y reuniones del directorio de empresas del Grupo Albanesi.

El 31 de agosto de 2011, Albanesi Inversora S.A. y Tefu S.A. celebraron un acuerdo de accionistas, el cual se modificó el 29 de septiembre de 2015 (el “Acuerdo de Accionistas de CTR”), con el fin de regular su participación en CTR. Entre otras cuestiones, el Acuerdo de Accionistas de CTR regula la transferencia de acciones de CTR y establece requisitos y mecanismos especiales para las asambleas de accionistas y las reuniones del directorio de CTR. Con motivo de la fusión en virtud de la cual Albanesi absorbió a Albanesi Inversora S.A. con fecha efectiva 1° de enero de 2018, dicho acuerdo quedó en cabeza de la Sociedad absorbente Albanesi.

c) Transacciones con Partes Relacionadas

Se han celebrado transacciones con partes relacionadas y en el futuro posiblemente también se celebren. Entendemos que cualquiera de las transacciones con partes relacionadas que celebramos en el pasado ha tenido lugar en el desarrollo normal de los negocios y en términos y condiciones de mercado.

Información de GEMSA

Las transacciones celebradas con partes relacionadas se detallan en la nota 32 a los Estados Financieros Consolidados de GEMSA por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. A continuación, presentamos un resumen de las transacciones con partes relacionadas, según se presentan en los Estados Financieros Consolidados auditados de GEMSA al 31 de diciembre de 2021 y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2020.

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Venta de energía			
RGA	139.161	16.490	-
Solalban Energía S.A.	707	29.696	7.499
	139.867	46.186	7.499
Compra de gas y energía			
Solalban Energía S.A.	(57.776)	(54.919)	(10.418)
RGA	(2.333.875)	(1.521.162)	(450.157)
	(2.391.651)	(1.576.081)	(460.575)
Alquileres y servicios contratados			
RGA	(531.699)	(495.308)	(1.043.268)
	(521.187)	(495.308)	(1.043.268)
Otras compras y servicios recibidos			
AESA	(2.002)	-	-
GECEN (1)	(54.224)	-	-
ASA (1)	(6.526)	(4.559)	-
AJSA	(121.940)	(43.680)	(97.791)
BDD	(694)	(616)	(9.011)
	(185.386)	(48.855)	(106.802)
Recupero de gastos			
RGA	3.173	3.722	(1.157)
GROSA	16.389	14.373	-
CTR	113.359	41.059	-
AESA	54.504	42.624	60.285
AJSA	-	-	439
	187.426	101.778	59.567
Intereses financieros perdidos			
CTR	(100.943)	(350.057)	-
	(100.943)	(350.057)	-
Intereses financieros ganados			
GROSA	1.209	3.306	-
Directores / Accionistas	12.930	14.541	132.845
ASA (1)	963.999	1.093.827	-
Centennial S.A.	-	-	4.865
CTR	70.006	-	-
	1.048.144	1.111.673	137.710
Obra gasoducto			
RGA	(2.445)	(1.020)	(128.264)
	(2.445)	(1.020)	(128.264)
Servicio de gerenciamiento de obra			
RGA	(236.520)	(189.526)	(286.130)
	(236.520)	(189.526)	(286.130)
Garantías otorgadas / recibidas			
RGA	-	2.307	(9.026)
AJSA	-	-	293
	-	2.307	(8.733)
Intereses comerciales			
RGA	-	(440.724)	(782)
	-	(440.724)	(782)
Diferencia de cambio			
RGA	-	(165.868)	29.580
	-	(165.868)	29.580

Como consecuencia de la Fusión 2021 y a partir del 1 de enero de 2021, GECE y ASA fueron absorbidas por GEMSA, y GROSA y CTR pasaron a ser subsidiarias de GEMSA. Hasta el 31 de diciembre de 2020, ASA era la sociedad controlante de GEMSA.

Información de CTR

Las transacciones celebradas con partes relacionadas se detallan en la nota 29 a los Estados Financieros de CTR por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. A continuación, presentamos un resumen de las transacciones con partes relacionadas, según se presentan en los Estados Financieros auditados de CTR al 31 de diciembre de 2021 y por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019 actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2020.

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Compra de gas y energía			
RGA	(4.431.847)	(134.037)	-
	(4.431.847)	(134.037)	-
Alquileres			
RGA	(4.501)	(4.544)	(9.283)
	(4.501)	(4.544)	(9.283)
Otras compras y servicios recibidos			
GROSA	-	-	(1.369)
GMSA	-	(1.053)	(852)
ASA (1)	(1.507)	-	-
AJSA	(1.976)	(2.451)	-
BDD	-	(99)	-
	(3.483)	(3.603)	(2.221)
Recupero de gastos			
RGA	(6.288)	-	(524)
GROSA	-	(44)	-
GMSA	(113.359)	(41.059)	(19.734)
	(119.647)	(41.103)	(20.258)
Intereses generados por préstamos recibidos			
GMSA	(70.006)	-	-
	(70.006)	-	-
Intereses generados por préstamos otorgados			
GMSA	100.943	350.057	492.930
Directores / Accionistas	4.952	9.037	2.651
	105.895	359.094	495.581
Servicios administrativos			
RGA	(193.681)	(190.041)	(275.950)
	(193.681)	(190.041)	(275.950)
Intereses comerciales			
RGA	-	(213.612)	(782)
	-	(213.612)	(782)

ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LAS CO-EMISORAS

La mayoría de los activos fijos de las Co-Emisoras consisten en centrales de generación, infraestructura para la manufactura, instalaciones para depósito de bienes, maquinarias para la generación de electricidad y gas, y oficinas corporativas; todos ellos se encuentran ubicados en Argentina.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las plantas generadoras que operan las Co-Emisoras:

Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad Diciembre 2021 ⁽⁴⁾	Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
GEMSA	Central Térmica M. Maranzana	350	95%	Resolución SE 220/2007 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA	Central Térmica Independencia	220	99%	Energía Base / Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Ezeiza	150	100%	Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Riojana	90	98%	Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA	Central Térmica La Banda ⁽³⁾	30	98%	Energía Base
GEMSA	Central Térmica Frías	60	99%	Resolución SE 220/2007
CTR	Central Térmica Roca	190	97%	Resolución SE 220/2007
GROSA ⁽¹⁾	Central Térmica Generación Rosario	140	88%	Energía Base
Solalban ⁽²⁾	Solalban Energía	120	74%	Energía Plus / Autoconsumo ⁽⁵⁾
Total		1.350 MW		

(1) GROSA opera esta planta generadora en virtud de un contrato de locación de diez años de plazo (renovable a su discreción por un plazo adicional de siete años, renovación que fue ejercida en febrero de 2021) que GROSA celebró en abril de 2011 con Central Térmica Sorrento S.A., Central Térmica Sorrento S.A. inició judicialmente su concurso preventivo en diciembre de 2015. Para conocer mayor información sobre este contrato de locación, ver la sección “*Información de las Co-Emisoras—Nuestras centrales eléctricas—Central Térmica Generación Rosario*”.

(2) Somos propietarios de un 42% de Solalban.

(3) El terreno donde se ubica la planta no es de nuestra propiedad. Ver la sección “*Información de las Co-Emisoras—Nuestras centrales eléctricas—Central Térmica La Banda*”.

(4) El factor de disponibilidad (primordialmente de relevancia a los fines de la venta de nuestra capacidad disponible en virtud de las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).

(5) Una parte de la electricidad generada por esta planta es vendida directamente a Unipar Indupa S.A.I.C. fuera de cualquier marco regulatorio específico. Ver “*Información de las Co-Emisoras—Nuestras centrales eléctricas—Solalban Energía*”.

Para obtener mayor información sobre los activos fijos de las Co-Emisoras, véase la sección titulada “*Información de las Co-Emisoras*”.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

I. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE GEMSA

El siguiente apartado se encuentra basado en los Estados Financieros de GEMSA y deberá leerse en forma conjunta con ellos. El siguiente apartado contiene declaraciones hacia el futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y consideraciones. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de los tratados en las declaraciones hacia el futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen los que se discuten a continuación y en otros apartados del presente Prospecto, particularmente en el apartado denominado “Factores de Riesgo”.

a) ESTADOS FINANCIEROS

Bases de preparación y presentación de los estados financieros

Los Estados Financieros de GEMSA, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la FACPCE que adoptan de las NIIF, incluyendo la NIC 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del CINIIF, y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV.

Estimaciones financieras

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la gerencia de una sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. La gerencia de GEMSA realiza estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, las provisiones para contingencias, y el reconocimiento de ingresos. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los correspondientes estados financieros.

Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados finalizados al 31 de diciembre de 2021 de GEMSA fueron preparados en Dólares Estadounidenses que es la moneda funcional de la Compañía, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan las entidades y se presenta en pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV.

GEMSA ha cambiado su moneda funcional de Pesos a Dólares Estadounidenses a partir del 1 de abril de 2021 como consecuencia del cambio en los sucesos y condiciones relevantes para sus operaciones comerciales. Ver nota “Nota 3: Bases de presentación” a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021.

Consideración de los efectos de la inflación

Los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido auditados. Para el presente Prospecto, los mismos fueron actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2020.

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

Información comparativa

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020 surge de los Estados Financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 (auditados) de GEMSA con fecha 10 de marzo de 2022, los cuales se encuentran publicados en la AIF bajo el ID 2863196.

La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 surge de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 (auditados) de GEMSA con fecha 16 de marzo de 2021, a

disposición de los inversores en AIF bajo el ID 2723298, actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2020.

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de operaciones de GEMSA correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Ingresos por ventas	14.985.098	13.435.215	20.053.861
Costo de ventas	(6.026.354)	(5.121.081)	(9.037.281)
Resultado bruto	8.958.745	8.314.134	11.016.580
Gastos de comercialización	(3.429)	(1.429)	(53.217)
Gastos de administración	(407.088)	(393.153)	(1.027.814)
Otros ingresos y egresos operativos	3.906	55.960	4.643
Resultado operativo	8.552.133	7.975.512	9.940.192
Ingresos financieros	1.227.075	1.621.296	893.129
Gastos financieros	(3.727.977)	(4.998.610)	(7.149.211)
Otros resultados financieros	(139.069)	(675.389)	(2.676.890)
Resultados financieros	(2.639.971)	(4.052.703)	(8.932.972)
Resultado por participación en asociadas	-	-	(48.974)
Resultado antes de impuestos	5.912.162	3.922.809	958.246
Impuesto a las ganancias	(4.363.073)	(2.008.284)	7.123.588
Ganancia neta del ejercicio	1.549.089	1.914.525	8.081.834
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultado</i>			
Plan de beneficios	(5.484)	2.361	(5.487)
Revalúo de propiedades, planta y equipo	(3.525.175)	(61.088)	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	882.665	14.682	1.511
Cambio de alícuota sobre el impuesto a las ganancias - revalúo propiedad, planta y equipo	-	-	(1.429.520)
Diferencias de conversión	-	-	2.548.477
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultado</i>			
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	-	-	1.012.391
Otros resultados integrales del ejercicio	(2.647.995)	(44.045)	2.127.372
Total de resultados integrales del ejercicio	(1.098.905)	1.870.480	10.209.206

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación patrimonial de GEMSA al 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021.

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Activo			
Activo no corriente			
Propiedades, plantas y equipos	53.542.333	57.076.721	94.424.945
Inversiones en asociadas	-	-	402.735
Inversiones en otras sociedades	177	80	80
Activo por impuesto diferido	-	-	10
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto	-	5.186.531	3.385
Otros créditos	3.789.501	-	476.575
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	398.790
Total activo no corriente	57.332.011	62.263.332	95.706.520
Activo corriente			
Inventarios	294.521	230.547	384.244
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto	-	-	180
Otros créditos	2.667.058	3.196.844	9.645.193
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	8.637.315
Créditos por ventas	4.136.339	3.574.782	3.838.906
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.196.911	1.872.408	1.796.876
Total de activo corriente	8.294.829	8.874.581	24.302.714
Total de activo	65.626.840	71.137.913	120.009.234
Patrimonio			
Capital social	138.172	138.172	203.124
Ajuste de capital	1.687.290	1.687.290	1.687.290
Prima de emisión	1.666.917	1.666.917	1.666.917
Reserva legal	75.594	75.594	75.594
Reserva facultativa	1.258.475	1.258.475	2.767.345
Reserva especial RG 777/18	4.380.029	4.141.063	4.030.173
Reserva por revalúo técnico	4.282.972	4.003.486	4.058.016
Otros resultados integrales	(5.886)	(4.115)	(27.657)
Resultados no asignados	(878.292)	1.508.870	9.434.535
Reserva por conversión	-	-	785.054
Patrimonio atribuible a los propietarios	12.605.271	14.475.751	24.680.391
Participación no controladora	-	-	1.402.199
Total del patrimonio neto	12.605.271	14.475.751	26.082.590
Pasivo			
Pasivo no corriente			
Pasivo neto por impuesto diferido	7.906.095	9.899.697	11.137.882
Otras deudas	-	-	1.270
Plan de beneficios definidos	33.881	40.480	93.359
Préstamos	31.202.198	30.473.603	66.303.296
Deudas comerciales	1.995.956	2.661.355	1.720.418
Total del pasivo no corriente	41.138.130	43.075.135	79.256.225
Pasivo corriente			
Otras deudas	502	-	28.669
Deudas fiscales	223.400	373.442	244.181
Deudas sociales	107.532	105.168	240.216
Plan de beneficios definidos	3.919	695	15.165
Instrumentos financieros derivados	-	25.500	50.587
Préstamos	5.266.637	8.234.028	9.420.891
Deudas comerciales	6.281.449	4.848.194	4.670.710
Total del pasivo corriente	11.883.439	13.587.027	14.670.419
Total del pasivo	53.021.569	56.662.162	93.926.644
Total del pasivo y patrimonio	65.626.840	71.137.913	120.009.234

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta el estado de cambios en el patrimonio de GEMSA al 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021.

	Al 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Capital social	138.172	138.172	203.124
Ajuste de capital	1.687.290	1.687.290	1.687.290
Prima de emisión	1.666.917	1.666.917	1.666.917
Reserva legal	75.594	75.594	75.594
Reserva facultativa	1.258.475	1.258.475	2.767.345
Reserva especial RG 777/18	4.380.029	4.141.063	4.030.173
Reserva por revalúo técnico	4.282.972	4.003.486	4.058.016
Otros resultados integrales	(5.886)	(4.115)	(27.657)
Resultados no asignados	(878.292)	1.508.870	9.434.535
Reserva por conversión	-	-	785.054
Patrimonio atribuible a los propietarios	12.605.271	14.475.751	24.680.391
Participación no controladora	-	-	1.402.199
Total del patrimonio neto	12.605.271	14.475.751	26.082.590

Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo de GEMSA al 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021.

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	646.947	1.196.911	1.872.408
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	7.045.211	8.488.315	9.230.907
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(6.710.358)	(3.499.140)	(3.087.004)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(285.107)	(3.946.354)	(6.649.370)
RECPAM	364.826	(374.432)	(9.009)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	135.392	7.107	168.433
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	270.511
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	1.196.911	1.872.408	1.796.876

Otra información contable

En la siguiente tabla se concilia nuestro EBITDA Ajustado con nuestros resultados operativos en virtud de las NIIF, para los ejercicios indicados:

	Al 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Resultado operativo	8.552.133	7.975.512	9.940.192
Depreciaciones	2.035.305	2.136.573	3.654.719
EBITDA Ajustado (No auditado)	10.587.438	10.112.085	13.594.911

b) INDICADORES FINANCIEROS

La siguiente tabla muestra información complementaria seleccionada consolidada no ajustada a las NIIF de GEMSA para los ejercicios indicados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,70	0,65	1,66
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,24	0,26	0,26
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,87	0,88	0,80
Rentabilidad financiera (Resultado del ejercicio anualizado / Patrimonio promedio) (No auditado)	14,14%	14,14%	39,85%
Rentabilidad del activo (Resultado del ejercicio anualizado / Patrimonio)	12,29%	13,23%	30,99%
Endeudamiento (Deudas financieras netas de efectivo y equivalentes de efectivo / EBITDA ajustado anualizado) (No auditado)	3,44	3,83	5,57
Ratio de cobertura de intereses (EBITDA ajustado anualizado/ intereses financieros devengados anualizados) (No auditado)	2,91	2,20	1,90
Margen EBITDA (EBITDA ajustado anualizado / Ventas anualizadas) (No auditado)	0,71	0,75	0,68

c) CAPITALIZACION Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de GEMSA para los ejercicios indicados.

	Al 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.196.911	1.872.408	1.796.876
Deudas financieras corrientes			
Sin Garantía	2.118.738	2.202.992	2.368.540
Con Garantía	3.147.899	6.031.036	7.052.351
Total deudas financieras corrientes	5.266.637	8.234.028	9.420.891
Deudas financieras no corrientes			
Sin Garantía	533.741	35.384	31.664.206
Con Garantía	30.668.457	30.438.219	34.639.090
Total deudas financieras no corrientes	31.202.198	30.473.603	66.303.296
Endeudamiento total	36.468.835	38.707.631	75.724.187
Patrimonio	12.605.271	14.475.751	26.082.590
Capitalización y Endeudamiento	49.074.106	53.183.382	101.806.777

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Al 31 de diciembre de				
Deudas financieras	Moneda de denominación	2019	2020	2021
		(en miles de pesos)		
Arrendamiento financiero	AR\$	140.057	91.283	206.093
Préstamo sindicado	AR\$	543.459	177.812	-
Contrato de crédito	USD	1.329.710	1.535.409	2.612.737
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	10.701.378	11.373.353	32.663.986
Bono internacional	USD	22.567.668	23.303.587	38.786.528
Otros préstamos bancarios	AR\$ y USD	765.650	552.876	1.389.843
Caución a sola firma	AR\$	-	-	65.000
Sociedades relacionadas	AR\$	420.913	1.673.312	-
Total deuda		36.468.835	38.707.631	75.724.187

d) CAPITAL SOCIAL

El capital social de GEMSA a la fecha del presente Prospecto está representado por 203.123.895 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción.

Con motivo de la Fusión 2021, por Asamblea General Extraordinaria de GEMSA de fecha 1 de junio de 2021 se resolvió aumentar el capital social en la suma de \$ 64.951.745, es decir, de la suma de \$ 138.172.150 a la suma de \$ 203.123.895. Dicho aumento de capital fue inscripto en IGJ el 10/03/2022 bajo el número 3803, libro 107, tomo - de Sociedades por Acciones.

e) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

Adjudicación del Proyecto de Modernización Refinería Talara

Con fecha 12 de enero de 2022, GEMSA ha resultado adjudicada en el marco del Proceso de Selección por Adjudicación Abreviada del “Proyecto de Modernización Refinería Talara - Proceso De Contratación Del Servicio De Gestión Operativa De Las Unidades Auxiliares De La Refinería Talara (Paquete 4)”, convocado por Petróleos del Perú SA.

El objeto de la licitación ha sido contratar una persona jurídica especializada para que asuma la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería de Talara, localizada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 se encuentra conformado por los siguientes componentes:

- Unidades de Cogeneración eléctrica (GE), 100MW.
- Unidad de Distribución de Agua para Calderas (SGV).
- Unidad de Tratamiento de Condensados (RCO).
- Estaciones Eléctricas (GE2, GE1).

De tal forma, la contratación incluye derecho de usufructo a favor de GEMSA sobre los activos que conforman el Paquete 4, un contrato de suministro a Petroperú de electricidad, vapor y agua para calderas y la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con una duración de 20 años contados a partir de la “etapa operativa”.

Obligaciones Negociables Clase XIII

Con fecha 10 de enero de 2022, GEMSA, junto con CTR emitieron las Obligaciones Negociables Clase XIII, denominadas, a ser integradas y pagaderas en Dólares Estadounidenses, a tasa de interés fija, con vencimiento el 10 de enero de 2024, por un valor nominal de U\$S 14.065.308 (las “Obligaciones Negociables Clase XIII”). El capital será amortizado íntegramente en la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables

Clase XIII. El capital no amortizado devengará intereses a una tasa de interés del 7,5%, la cual será pagada de forma semestral con fechas 10 de julio de 2022, 10 de enero de 2023, 10 de julio de 2023 y 10 de enero de 2024.

Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX

Con fecha 23 de mayo de 2022, GEMSA emitió las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX, por un total en conjunto equivalente a U\$S 125 millones con el objeto de financiar el Cierre de Ciclo de la Central Térmica Maranzana (el “Proyecto”). Las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX tienen recurso limitado y exclusivo en los términos del art. 3 de la Ley de Obligaciones Negociables. Asimismo, las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX están garantizadas por un fideicomiso con fines de garantía y pago, con garantía real de prenda sobre ciertos activos y contarán con el beneficio de un seguro de caución.

Las garantías son:

- En todo momento hasta la total cancelación de todos los montos debidos bajo las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX:
 - El fideicomiso con fines de garantía y pago
 - La prenda de una turbina de gas Siemens SGT-800 de potencia nominal 54 MW, una turbina de vapor Siemens SST-600 de potencia nominal 67 MW y tres Calderas de Recuperación de vapor marca VOGT, modelo HRSG, boiler de alta presión, junto con sus equipos accesorios
- Hasta la fecha en que finalice el Proyecto:
 - La prenda de dos turbinas Siemens SGT-800 de doble combustible de 50 MW junto con sus accesorios.
 - El seguro de caución.

Las condiciones se detallan a continuación:

1) Obligaciones Negociables Clase XVII:

Capital: por un valor nominal de U\$S 24,3 millones.

Intereses: 3,5% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción de capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior.

Amortización: el capital de las Obligaciones Negociables Clase XVII será amortizado en 29 cuotas consecutivas pagaderas mensualmente a partir de enero 2025.

Integración: las Obligaciones Negociables Clase XVII fue integrada en pesos al valor del tipo de cambio inicial.

El saldo de capital por las Obligaciones Negociables Clase XVII a la fecha del prospecto asciende a U\$S 24,3 millones.

2) Obligaciones Negociables Clase XVIII:

Capital: por un valor nominal de 14,9 millones de UVAs equivalentes a U\$S 15,0 millones.

Intereses: 0% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior.

Amortización: el capital de las Obligaciones Negociables Clase XVIII será amortizado en 29 cuotas consecutivas pagaderas mensualmente a partir de enero 2025.

Integración: las Obligaciones Negociables Clase XVIII fue integrada en pesos al valor UVA inicial.

El saldo de capital por las Obligaciones Negociables Clase XVIII a la fecha del prospecto asciende a 14,9 millones UVA.

3) Obligaciones Negociables Clase XIX:

Capital: por un valor nominal de U\$S 85,7 millones.

Intereses: 6,50% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior.

Amortización: el capital de las Obligaciones Negociables Clase XIX será amortizado en 60 cuotas consecutivas pagaderas mensualmente a partir de junio 2027.

Integración: las Obligaciones Negociables Clase XIX fue integrada en pesos al tipo de cambio inicial.

El saldo de capital por las Obligaciones Negociables Clase XIX a la fecha del prospecto asciende a U\$S 85,7 millones.

f) RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

1. Resultados Operativo

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020

Ventas

Las ventas netas ascendieron a \$20.053.861 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, comparado con los \$13.435.215 miles para el ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$6.618.646 miles (49%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la venta de energía fue de 2.267 GW, lo que representa un aumento del 144% comparado con los 929 GW para el ejercicio 2020.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2020	2021	Var.	Var. %
	GW			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	123	1.272	1.149	934%
Venta de energía Plus	467	653	186	40%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	157	153	(4)	(3%)
Venta de energía Res. 21	182	189	7	4%
	929	2.267	1.338	144%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2020	2021	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	5.532.204	9.614.315	4.082.111	74%
Venta de energía Plus	2.318.156	3.706.901	1.388.745	60%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	515.868	1.007.931	492.063	95%
Venta de energía Res. 21	5.068.987	5.724.714	655.727	13%
	13.435.215	20.053.861	6.618.646	49%

A continuación, se describen los principales ingresos de GEMSA, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con el ejercicio del año anterior:

- i) \$1.007.931 miles por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 95% respecto de los \$515.868 miles para el ejercicio 2020. Esto se debe, principalmente, a que el presente ejercicio incluye ventas de GEMSA, CTR y GROSА, debido a la fusión por absorción de GEMSA con ASA y GECEN y consecuente consolidación, mientras que el comparativo sólo ventas de GEMSA.
- ii) \$3.706.901 miles por ventas de energía Plus, lo que representó un aumento del 60% respecto de los \$2.318.156 miles para el ejercicio 2020. Esto se debe a que la cantidad de GW de energía vendida fue mayor para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, respecto el ejercicio 2020.
- iii) \$9.614.315 miles 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 74% respecto de los \$5.532.204 miles del ejercicio 2020. Dicha variación se explica principalmente por el efecto neto entre un aumento en el despacho de energía y un incremento en el tipo de cambio. El presente ejercicio incluye ventas de GEMSA y CTR, debido a la fusión por absorción de GEMSA con ASA y GECEN y consecuente consolidación, mientras que el comparativo sólo ventas de GEMSA.
- iv) \$5.724.714 miles por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó un aumento del 13% respecto de los \$5.068.987 miles para el ejercicio 2020. Esto se debe a que la cantidad de GW de energía vendida fue mayor para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, respecto el ejercicio 2020.

Costo de ventas

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$9.037.281 miles comparado con \$5.121.081 miles para el ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$3.916.200 miles (76%).

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2020	2021	
(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(686.472)	(3.112.264)	(2.425.792) 353%
Consumo de gas y gasoil de planta	(1.142.611)	(188.129)	954.482 (84%)
Sueldos y cargas sociales y otros beneficios al personal	(405.350)	(875.579)	(470.229) 116%
Plan de beneficios definidos	(6.088)	(10.485)	(4.397) 72%
Servicios de mantenimiento	(538.180)	(686.224)	(148.044) 28%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(2.136.573)	(3.654.719)	(1.518.146) 71%
Seguros	(115.870)	(273.700)	(157.830) 136%
Otros	(89.937)	(236.181)	(146.244) 163%
Costo de ventas	(5.121.081)	(9.037.281)	(3.916.200) 76%

A continuación, se describen los principales costos de venta de GEMSA en miles de pesos, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio del año anterior:

- i) \$3.112.264 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 353% respecto de \$686.472 miles para el ejercicio 2020, debido a la mayor venta en cantidad de GW de Energía Plus.
- ii) \$188.129 miles por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó una disminución del 84% respecto de \$1.142.611 miles para el ejercicio 2020. Se debe a cambios en la liquidación de combustibles por parte de CAMMESA.
- iii) \$686.224 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 28% respecto de los \$538.180 miles para el ejercicio 2020. Esto se debe principalmente a cambios en las condiciones de los contratos de mantenimiento.
- iv) \$3.654.719 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 71% respecto de los \$2.136.573 miles para el ejercicio 2020. Esta variación se origina, principalmente, por el efecto de la amortización correspondiente al Revalúo Técnico efectuado en 2020. Este punto no implica una salida de caja.

Resultado bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 arrojó una ganancia de \$11.016.580 miles, comparado con una ganancia de \$8.314.134 miles para el ejercicio 2020, representando un aumento de \$2.702.446 miles. Dicha variación se explica principalmente porque el presente ejercicio incluye

ingresos por ventas y costos de ventas de GEMSA, CTR, GROSA y GLSA, debido a la fusión por absorción de GEMSA con ASA y GECEN y consecuente consolidación, mientras que el comparativo sólo resultado de GEMSA.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron de \$53.217 miles, comparado con los \$1.429 miles para el ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$51.788 miles. En parte, se debe al cambio en las alícuotas de impuesto a los ingresos brutos sobre la generación de energía y la variación de las ventas y también porque el presente ejercicio incluye tasas e impuestos de GEMSA, CTR y GROSA, debido a la fusión por absorción de GEMSA con ASA y GECEN y consecuente consolidación, mientras que el comparativo sólo resultados de GEMSA.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2020	2021	
	(en miles de pesos)		
Impuestos, tasas y contribuciones	(1.429)	(53.217)	(51.788) 3624%
Gastos de comercialización	(1.429)	(53.217)	(51.788) 3624%

Gastos de administración

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$1.027.814 miles, comparado con los \$393.153 miles para el ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$634.661 miles (161%).

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2020	2021	
	(en miles de pesos)		
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(59.481)	(99.164)	(39.683) 67%
Honorarios y retribuciones por servicios	(269.619)	(698.951)	(429.332) 159%
Honorarios directores	-	(75.287)	(75.287) 100%
Viajes y movilidad y gastos de representación	(773)	(42.403)	(41.630) 5386%
Tasas e impuestos	(2.743)	(39.073)	(36.330) 1324%
Donaciones	(38.117)	(4.002)	34.115 (90%)
Diversos	(22.420)	(68.934)	(46.514) 207%
Gastos de administración	(393.153)	(1.027.814)	(634.661) 161%

Los principales componentes de los gastos de administración de GEMSA son los siguientes:

- \$698.951 miles de honorarios profesionales, lo que representó un aumento del 159% respecto de los \$269.619 miles para el ejercicio 2020. Dicha variación se debe a que el presente ejercicio incluye servicios administrativos facturados por RGA a GEMSA y CTR, debido a la fusión por absorción de GEMSA con ASA y GECEN y consecuente consolidación, mientras que el comparativo, sólo resultados de GEMSA.
- \$75.287 miles de honorarios de directores, lo que representó un aumento del 100% comparado al ejercicio 2020. Corresponde a la provisión de honorarios de directores de GEMSA por el ejercicio 2020.

Otros Ingresos Operativos

Los otros ingresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 descendieron a \$4.660 miles lo que representó una disminución del 92%, comparado con los \$55.960 miles para el ejercicio 2020.

Otros Egresos Operativos

Los otros egresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$17 miles lo que representó un aumento del 100%.

Resultado operativo

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue una ganancia de \$9.940.192 miles, comparado con una ganancia de \$7.975.512 miles para el ejercicio 2020, representando un aumento de \$1.964.680 miles.

Resultados financieros

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 totalizaron una pérdida de \$8.932.972 miles, comparado con una pérdida de \$4.052.703 miles para el ejercicio 2020, representando un aumento de \$4.880.269 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2020	2021	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales netos	(130.994)	237.173	368.167	(281%)
Intereses por préstamos	(3.234.793)	(6.448.264)	(3.213.471)	99%
Gastos y comisiones bancarias	(11.527)	(44.991)	(33.464)	290%
Diferencia de cambio neta	(10.885.727)	(682.694)	10.203.033	(94%)
Desvalorización de activos	-	(200.625)	(200.625)	100%
Diferencia de cotización UVA	-	(1.275.545)	(1.275.545)	100%
RECPAM	10.465.340	113.357	(10.351.983)	(99%)
Otros resultados financieros	(255.002)	(631.383)	(376.381)	148%
Resultados financieros y por tenencia, netos	(4.052.703)	(8.932.972)	(4.880.269)	120%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$6.448.264 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 99% respecto de los \$3.234.793 miles de pérdida para el ejercicio 2020. Dicha variación se explica principalmente porque el presente ejercicio incluye intereses por préstamos de GEMSA y CTR, debido a la fusión por absorción de GEMSA con ASA y GECEN y consecuente consolidación, mientras que el comparativo sólo de resultados de GEMSA. También se debe a un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión.
- (ii) \$682.694 miles de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución de \$10.203.033 miles respecto de los \$10.885.727 miles de pérdida del ejercicio 2020. La variación se debe, principalmente a que GEMSA ha cambiado su moneda funcional de pesos a dólares en 2021, que produce una posición activa en pesos por el ejercicio al 31 de diciembre de 2021, la cual genera menos diferencial cambiario que la posición pasiva en dólares por el período al 31 de diciembre 2020. Además, el presente ejercicio incluye diferencia de cambio de GEMSA, CTR y GROSA, debido a la fusión por absorción de GEMSA con ASA y GECEN y consecuente consolidación, mientras que el comparativo sólo resultado de GEMSA.
- (iii) \$113.357 miles de ganancia por RECPAM, lo que representó una disminución de \$10.351.983 miles comparado con \$10.465.340 miles de ganancia para el ejercicio 2020. La variación se debe principalmente a la aplicación de moneda funcional dólar en las sociedades GEMSA y CTR. A su vez, al efecto de la reexpresión por el IPC, siendo el aumento de inflación del 50,9% en el 2021 comparado con el 36% del 2020. Adicionalmente, el presente ejercicio incluye RECPAM de GROSA y GLSA, debido a la fusión por absorción de GEMSA con ASA y GECEN y consecuente consolidación, mientras que el comparativo sólo resultado de GEMSA.

Resultado antes de impuestos

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, GEMSA registra una ganancia antes de impuestos de \$958.246 miles, comparada con una ganancia de \$3.922.809 miles para el ejercicio 2020, lo que representa una disminución de \$2.964.563 miles.

El resultado de impuesto a las ganancias fue una ganancia de \$7.123.588 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, representando una disminución de \$9.131.872 miles en comparación con los \$2.008.284 miles de pérdida del ejercicio 2020. Dicha variación se explica, principalmente, porque se han registrado los impactos que genera el cambio de alícuota, a partir de las modificaciones introducidas por la ley 27.630, en los saldos de activos y pasivos diferidos netos.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue una ganancia de \$8.081.834 miles, comparada con los \$1.914.525 miles de ganancia para el ejercicio 2020, lo que representa un aumento de \$6.167.309 miles.

Resultados integrales

La ganancia por los otros resultados integrales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$2.127.372 miles, e incluyen el cambio de alícuota del impuesto a las ganancias sobre el revalúo de propiedades, planta y equipo y las diferencias de conversión, representando un aumento del 100% en comparación con el ejercicio 2020, en el cual no hubo otros resultados integrales.

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$10.209.206 miles, representando un aumento del 446% respecto de la ganancia integral del ejercicio 2020, de \$1.870.480 miles.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Ventas

Las ventas netas descendieron a \$13.435.215 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, comparado con los \$14.985.098 miles para el ejercicio 2019, lo que equivale una disminución de \$1.549.883 miles (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.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2020	Var.	Var. %
GW				
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	335	123	(212)	(63%)
Venta de energía Plus	566	467	(99)	(17%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	220	157	(63)	(29%)
Venta de energía Res. 21	580	182	(398)	(69%)
	1.701	929	(772)	(45%)

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2020	Var.	Var. %
(en miles de pesos)				
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	5.285.665,3	5.532.203,8	246.538,4	5%
Venta de energía Plus	3.206.132,0	2.318.155,7	(887.976,3)	(28%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	693.414,5	515.868,0	(177.546,5)	(26%)
Venta de energía Res. 21	5.799.886,6	5.068.987,5	(730.899,1)	(13%)
	14.985.098,4	13.435.214,9	(1.549.883,5)	(10%)

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

- \$2.318.156 miles por ventas de Energía Plus, lo que representó una disminución del 28% respecto de los \$3.206.132 miles 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 ejercicio de 2019.
- \$5.532.204 miles por ventas de energía Res. 220/07, lo que representó un aumento del 5% respecto de los \$5.285.665 miles del ejercicio 2019.

- (iii) \$515.868 miles por ventas de energía bajo Res. 95 y más Spot, lo que representó una disminución del 26% respecto de los \$693.415 miles 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 exacerbaban debido a la depreciación del peso en un 41%.
- (iv) \$5.068.987 miles por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó una disminución del 13% respecto de los \$ 5.799.887 miles para el mismo ejercicio 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 ejercicio de 2019.

Costo de ventas

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue de \$5.121.081 miles comparado con \$6.026.354 miles para el ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$905.273 millones (o 15%).

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2020	Var.	Var. %
(en miles de pesos)				
Compra de energía eléctrica	(2.073.279,7)	(686.472,5)	1.386.807,3	(67%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(149.987,9)	(1.142.611,1)	(992.623,3)	662%
Sueldos y cargas sociales y otros beneficios al personal	(435.931,7)	(421.359,4)	14.572,3	(3%)
Plan de beneficios definidos	(9.401,3)	(6.087,6)	3.313,7	(35%)
Servicios de mantenimiento	(1.127.781,1)	(538.180,4)	589.600,6	(52%)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(2.035.304,5)	(2.136.572,9)	(101.268,4)	5%
Seguros	(106.342,4)	(115.869,7)	(9.527,2)	9%
Impuestos, tasas y contribuciones	(42.173,8)	(32.338,0)	9.835,8	(23%)
Otros	(46.151,5)	(41.589,8)	4.561,7	(10%)
Costo de ventas	(6.026.353,9)	(5.121.081,4)	905.272,5	(15%)

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

- (i) \$686.472 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 67% respecto de \$2.073.280 miles para el ejercicio 2019, debido a la menor venta de GW de Energía Plus.
- (ii) \$1.142.611 miles por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 662% respecto de los \$149.988 miles para el ejercicio 2019.
- (iii) \$538.180 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó una disminución del 52% respecto de los \$1.127.781 miles para el ejercicio 2019. Esto se debe principalmente a cambios en las condiciones de los contratos de mantenimiento.
- (iv) \$2.136.573 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 5% respecto de los \$2.035.305 miles para el ejercicio 2019.
- (v) \$405.350 miles por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó una disminución del 1% respecto de los \$409.155 miles para el ejercicio 2019.
- (vi) \$115.870 miles por seguros, lo que representó un aumento del 9% respecto de los \$106.342 miles del ejercicio 2019.

Resultado bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 arrojó una ganancia de \$8.314.134 miles, comparado con una ganancia de \$8.958.744 miles 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 \$1.429 miles, comparado con los \$3.429 miles para el ejercicio 2019, lo que equivale variación de \$2.000 miles (o 58%).

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2019	2020	
	(en miles de pesos)		
Impuestos, tasas y contribuciones	(3.318,3)	(1.428,6)	1.889,7 (57%)
Incobrables	(111,0)	-	111,0 (100%)
Gastos de comercialización	(3.429,4)	(1.428,6)	2.000,8 (58%)

Gastos de administración

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 descendieron a \$393.153 miles, comparado con los \$407.088 miles para el ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$13.935 miles (o 3%).

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2019	2020	
	(en miles de pesos)		
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(83.149,1)	(59.480,8)	23.668,3 (28%)
Honorarios y retribuciones por servicios	(282.060,0)	(269.619,3)	12.440,8 (4%)
Viajes y movilidad y gastos de representación	(17.569,0)	(773,2)	16.795,7 (96%)
Alquileres	(10.462,6)	(10.613,5)	(150,8) 1%
Gastos de oficina	(6.747,5)	(5.814,4)	933,1 (14%)
Donaciones	(1.003,4)	(38.117,4)	(37.114,0) 3699%
Otros	(6.096,1)	(8.734,2)	(2.638,0) 43%
Gastos de administración	(407.087,7)	(393.152,7)	13.935,0 (3%)

Los principales componentes de los gastos de administración de GEMSA son los siguientes:

- (i) \$269.619 miles de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó una disminución del 4% respecto de los \$282.060 miles del ejercicio anterior.
- (ii) \$59.481 miles por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó una disminución del 28% respecto de los \$83.149 miles para el mismo ejercicio de 2019.
- (iii) \$38.117 miles por donaciones, lo que representó un aumento del 3699% respecto de los \$1.003 miles para el mismo ejercicio 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 \$7.975.512 miles, comparado con una ganancia de \$8.552.133 miles 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 \$4.052.703 miles, comparado con una pérdida de \$2.639.971 miles para el ejercicio 2019, representando una disminución del 54%.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2020	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales ganados	184.812,6	509.622,6	324.810,0	176%
Intereses por préstamos	(2.087.472,4)	(3.234.793,6)	(1.147.321,2)	55%
Intereses comerciales y fiscales perdidos	(593.358,8)	(640.615,8)	(47.256,9)	8%
Gastos y comisiones bancarias	(4.883,2)	(11.527,3)	(6.644,1)	136%
Diferencia de cambio neta	(14.357.611,5)	(10.885.727,1)	3.471.884,5	(24%)
RECPAM	14.687.925,5	10.465.340,3	(4.222.585,2)	(29%)
Otros resultados financieros	(469.382,7)	(255.002,6)	214.380,0	(46%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(2.639.970,6)	(4.052.703,5)	(1.412.732,9)	54%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$3.234.793 miles de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 55% respecto de los \$2.087.472 miles 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) \$255.002 miles de pérdida por otros resultados financieros, lo que representó una disminución del 46% respecto de los \$469.383 miles de pérdida del ejercicio anterior.
- (iii) \$10.885.727 miles de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución del 24% respecto de los \$14.357.612 miles 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) \$10.465.340 miles de ganancia por RECPAM, lo que representó una disminución de 29% respecto de los \$14.687.926 miles 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, GEMSA registra una ganancia antes de impuestos de \$3.922.809 miles, comparada con una ganancia de \$5.912.162 miles para el ejercicio anterior, lo que representa una disminución del 34%.

El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$2.008.284 miles de pérdida para el ejercicio actual en comparación con los \$4.363.073 miles de pérdida del ejercicio anterior.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue una ganancia de \$1.914.525 miles, comparada con los \$1.549.089 miles de ganancia para el ejercicio 2019, lo que representa un aumento del 24%.

Resultados integrales

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$44.045 miles 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 \$1.870.480 miles, representando una disminución de 270% respecto de la pérdida integral del mismo ejercicio de 2019, de \$1.098.905 miles.

2. Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes de Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de GEMSA son:

- fondos generados por las operaciones de los activos de generación;
- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaciones que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por GEMSA.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de GEMSA (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

Flujo de Efectivo

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación en miles de Pesos:

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	646.947	1.196.911	1.872.408
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	7.045.211	8.488.315	9.230.907
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(6.710.358)	(3.499.140)	(3.087.004)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(285.107)	(3.946.354)	(6.649.370)
RECPAM	364.826	(374.432)	(9.009)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	135.392	7.107	168.433
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	270.511
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	1.196.911	1.872.408	1.796.876

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se generaron fondos netos por \$9.230.907 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$13.392.838 miles, absorbido principalmente por una disminución en deudas comerciales de \$5.071.034 miles, compensado parcialmente por una disminución en créditos por ventas de \$1.829.154 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron de \$3.087.004 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron de \$6.649.370, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$13.512.238 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$19.550.112 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, se generaron fondos netos por \$8.488.315 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$9.878.863 miles, absorbido principalmente por una disminución en deudas comerciales de \$4.013.802 miles, compensado por una disminución en otros créditos y créditos por ventas de \$3.487.534 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$3.499.140 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$3.946.354, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$4.963.800 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$8.904.757 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, se generaron fondos netos por \$7.045.211 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$10.389.882 miles, absorbido principalmente por una disminución en deudas comerciales de \$3.769.940 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$6.710.358 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$285.107 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$7.580.012 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$8.147.207 miles.

Capital de trabajo

En nuestra opinión, nuestro capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Endeudamiento

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Al 31 de diciembre de

Deudas financieras	Moneda de denominación	2019	2020	2021
		(en miles de pesos)		
Arrendamiento financiero	AR\$	140.057	91.283	206.093
Préstamo sindicado	AR\$	543.459	177.812	-
Contrato de crédito	USD	1.329.710	1.535.409	2.612.737
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	10.701.378	11.373.353	32.663.986
Bono internacional	USD	22.567.668	23.303.587	38.786.528
Otros préstamos bancarios	AR\$ y USD	765.650	552.876	1.389.843
Caución a sola firma	AR\$	-	-	65.000
Sociedades relacionadas	AR\$	420.913	1.673.312	-
Total deuda		36.468.835	38.707.631	75.724.187

	Tomador	Capital (En miles)	Saldo al 31.12.21 (En miles de Pesos)	Tasa de interés (%)	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Contrato de Crédito							
Cargill	GMSA	USD 2.525	273.273	LIBOR + 10%	USD	03/08/2020	06/09/2022
BLC	GMSA	USD 10.696	1.049.326	12% primera cuota; resto de las cuotas LIBOR USD 12 m + 11%	USD	26/06/2020	12/06/2023
JP Morgan	GMSA	USD 11.847	1.072.012	LIBOR 6m + 1%	USD	28/12/2020	15/11/2025
Préstamo Eurobanco	GMSA	USD 2.115	218.126	7,00%	USD	21/09/2020	27/07/2023
Subtotal			2.612.737				
Títulos de Deuda							
ON Internacional 2023	GMSA/CTR	USD 67.197	7.187.482	9,625%	USD	27/07/2016	27/07/2023
ON Internacional 2027 (**)	GMSA/CTR	USD 317.592	31.599.046	9,625%	USD	01/12/2021	01/12/2027
ON Clase II Coemisión	GMSA/CTR	USD 60.000	6.252.446	15,00%	USD	05/08/2019	05/05/2023
ON Clase IV Coemisión	GMSA/CTR	USD 7.771	799.288	13% hasta la segunda fecha de pago de intereses 10,5% hasta la fecha de vencimiento	USD	02/12/2020	11/04/2022
ON Clase V Coemisión	GMSA/CTR	USD 3.531	361.344	6,00%	USD	27/11/2020	27/11/2022
ON Clase VII Coemisión	GMSA/CTR	USD 3.044	309.319	6,00%	USD	11/03/2021	11/03/2023
ON Clase VIII Coemisión	GMSA/CTR	UVA 4.725	464.803	UVA + 4,60 %	ARS	11/03/2021	11/03/2023
ON Clase IX Coemisión (**)	GMSA/CTR	USD 3.861	405.557	12,50%	USD	09/04/2021	09/04/2024
ON Clase XI Coemisión	GMSA/CTR	USD 38.655	4.004.395	6,00%	USD	12/11/2021	12/11/2024
ON Clase XII Coemisión	GMSA/CTR	UVA 48.161	4.725.516	UVA + 4,6%	ARS	12/11/2021	12/11/2024
ON Clase XIII	GMSA	USD 13.077	1.358.400	12,50%	USD	02/12/2020	16/02/2024
ON Clase XV	GMSA	UVA 36.621	3.631.361	UVA + 6,5%	ARS	16/07/2021	28/07/2026
ON Clase XVI	GMSA	USD 98.773	10.351.557	7,75%	USD	16/07/2021	28/07/2029
Subtotal			71.450.514				
Otras deudas							
Préstamo Macro	GMSA	\$ 96.400	98.618	BADLAR + 10%	ARS	03/08/2020	17/01/2022
Préstamo Chubut	GMSA	USD 510	52.510	10,00%	USD	26/07/2021	26/01/2022
Préstamo Hipotecario	GMSA	UVA 2.458	239.975	UVA + 5,5%	ARS	22/07/2021	25/07/2022
Préstamo Ciudad	GMSA	USD 4.300	441.951	SOFR + 7,00%	USD	28/12/2021	18/01/2024
Préstamo Chubut	GMSA	USD 809	83.583	9,00%	USD	07/09/2021	07/03/2022
Préstamo BAPRO	CTR	\$ 354.220	359.681	Badlar corregida	ARS	21/01/2020	04/06/2022
Préstamo Chubut	CTR	\$ 62.781	64.391	Badlar + 5%	ARS	07/09/2021	07/09/2022
Préstamo Macro	CTR	\$ 48.200	49.134	Badlar + 10%	ARS	03/08/2020	12/01/2022
Caución a sola firma	GMSA	\$ 50.000	50.000	49,50%	ARS	17/12/2021	15/02/2022
Caución a sola firma	GMSA	\$ 15.000	15.000	50,00%	ARS	22/12/2021	21/02/2022
Arrendamiento financiero	GMSA/CTR/GROSA		206.093				
Subtotal			1.660.936				
Total deuda financiera			75.724.187				

(*) GMSA tiene USD 7.803 miles de VN de ALBAAR27 (ON Internacional).
 (**) GMSA tiene USD 405 miles de VN de ON Clase IX Coemisión.

Títulos de Deuda

Deuda de GEMSA

El 2 de diciembre de 2020 se realizó la emisión de las obligaciones negociables clase XIII, las cuales fueron integradas a través de un canje voluntario con las obligaciones negociables clase X, mediante el cual se canjeó el monto equivalente al 66,37% del capital nominal en circulación de las obligaciones negociables clase X. La clase XIII fue colocada por un monto total de U\$S 13.076.765, a una tasa fija del 12,5% nominal anual, con pagos trimestrales de intereses, con vencimiento el 16 de febrero de 2024. La amortización de capital de las obligaciones negociables clase XIII se realiza en 3 cuotas consecutivas, equivalentes al: 33,3% para la primera cuota, 33,3% para la segunda cuota y 33,4% para la tercera y última cuota, del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XIII, en las siguientes fechas 16 de febrero de 2022; 16 de febrero de 2023 y el 16 de febrero 2024. A la fecha de este prospecto el saldo de las ONs Clase XIII es de U\$S 8.7 millones.

Con fecha 16 de julio de 2021, GEMSA realizó la emisión de las obligaciones negociables clases XV y XVI por un total conjunto de USD 130 millones. La clase XV fue colocada por un total de UVA 36,6 millones (equivalentes en ese momento a USD 31,2 millones), a una tasa fija del 6,50%, con vencimiento el día 28 de julio de 2026. El capital de la clase XV será abonado en 29 consecutivas pagaderas mensualmente a partir de marzo 2024. Los intereses son pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31. La clase XVI fue colocada por un total de USD 98,2 millones, a una tasa fija del 7,75%, con vencimiento el día 28 de julio de 2029. El capital de la clase XVI será abonado en

48 cuotas consecutivas pagaderas mensualmente a partir de agosto 2025. Los intereses son pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31.

Con fecha 23 de mayo de 2022, GEMSA emitió las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX, por un total en conjunto equivalente a U\$S 125 millones con el objeto de financiar el Proyecto. Las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX tienen recurso limitado y exclusivo en los términos del art. 3 de la Ley de Obligaciones Negociables. Asimismo, las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX están garantizadas por un fideicomiso con fines de garantía y pago, con garantía real de prenda sobre ciertos activos y contarán con el beneficio de un seguro de caución.

Las garantías son:

- En todo momento hasta la total cancelación de todos los montos debidos bajo las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX:
 - El fideicomiso con fines de garantía y pago
 - La prenda de una turbina de gas Siemens SGT-800 de potencia nominal 54 MW, una turbina de vapor Siemens SST-600 de potencia nominal 67 MW y tres Calderas de Recuperación de vapor marca VOGT, modelo HRSG, boiler de alta presión, junto con sus equipos accesorios
- Hasta la fecha en que finalice el Proyecto:
 - La prenda de dos turbinas Siemens SGT-800 de doble combustible de 50 MW junto con sus accesorios.
 - El seguro de caución.

Las condiciones se detallan a continuación:

1) Obligaciones Negociables Clase XVII:

Capital: por un valor nominal de U\$S 24,3 millones.

Intereses: 3,5% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción de capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior.

Amortización: el capital de las Obligaciones Negociables Clase XVII será amortizado en 29 cuotas consecutivas pagaderas mensualmente a partir de enero 2025.

Integración: las Obligaciones Negociables Clase XVII fue integrada en pesos al valor del tipo de cambio inicial.

El saldo de capital por las Obligaciones Negociables Clase XVII a la fecha del prospecto asciende a U\$S 24,3 millones.

2) Obligaciones Negociables Clase XVIII:

Capital: por un valor nominal de 14,9 millones de UVAs equivalentes a U\$S 15,0 millones.

Intereses: 0% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior.

Amortización: el capital de las Obligaciones Negociables Clase XVIII será amortizado en 29 cuotas consecutivas pagaderas mensualmente a partir de enero 2025.

Integración: las Obligaciones Negociables Clase XVIII fue integrada en pesos al valor UVA inicial.

El saldo de capital por las Obligaciones Negociables Clase XVIII a la fecha del prospecto asciende a 14,9 millones UVA.

3) Obligaciones Negociables Clase XIX:

Capital: por un valor nominal de U\$S 85,7 millones.

Intereses: 6,50% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior.

Amortización: el capital de las Obligaciones Negociables Clase XIX será amortizado en 60 cuotas consecutivas pagaderas mensualmente a partir de junio 2027.

Integración: las Obligaciones Negociables Clase XIX fue integrada en pesos al tipo de cambio inicial.

El saldo de capital por las Obligaciones Negociables Clase XIX a la fecha del prospecto asciende a U\$S 85,7 millones.

Co-Emisión Internacional

Con fecha 7 de julio de 2016, GEMSA, GFSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución 18.110 de la CNV, la autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, garantizadas y no subordinadas. El 27 de julio de 2016 se emitieron obligaciones negociables por un monto de USD250 millones con vencimiento a 7 años.

A partir del 1 de enero de 2017, en virtud de la Fusión GFSA, GEMSA asumió todos los derechos y obligaciones de GFSA, incluyendo las obligaciones de GFSA bajo las obligaciones negociables mencionadas. Véase “*Políticas de la Emisora - Fusión GFSA*”. Asimismo, mediante Resolución N° 18.648 de fecha 10 de mayo de 2017, el Directorio de la CNV dispuso la transferencia de oferta pública de las obligaciones negociables emitidas por GFSA, de GFSA a GEMSA.

Con fecha 8 de noviembre de 2017, GEMSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución 19.033 de la CNV, autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de obligaciones negociables adicionales a las emitidas con fecha 7 de julio de 2016, por un monto de hasta V/N USD100 millones, aumentando el monto del programa de obligaciones negociables de V/N USD250 millones a V/N USD 350 millones. El 5 de diciembre de 2017 se emitieron obligaciones negociables adicionales por un monto de USD 86 millones. Dichas obligaciones negociables tienen la calificación B- (Fitch ratings) / B2 (Moody's).

Las Obligaciones Negociables Existentes en el marco de la co-emisión internacional antes mencionada, devengan interés a una tasa fija en Dólares de 9,625%. El interés se paga semestralmente y el capital en un único pago en la fecha de vencimiento del 27 de julio de 2023. A la fecha de este Prospecto, el saldo de capital por dichas obligaciones negociables asciende a USD 67,2 millones.

Con fecha 1 de diciembre de 2021 GEMSA y CTR, en carácter de co-emisoras, concluyeron (a) el procedimiento de canje y obtención del consentimiento de los tenedores de sus obligaciones negociables por un monto de U\$S 336.000.000, emitidas en el marco de la Resolución N° 18.110 de la CNV, denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses, a una tasa de interés fija del 9,625% nominal anual y con vencimiento en 2023 (las “Obligaciones Negociables Existentes”); y (b) el procedimiento de canje de ciertos créditos preexistentes por un monto de U\$S 51.217.055, con vencimiento en 2023, a fin de emitir las obligaciones negociables clase X, denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses, a una tasa de interés fija del 9,625%, con vencimiento el 1 de diciembre de 2027, por un valor nominal de U\$S 325.395.255.

El consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables Existentes fue requerido para proceder a ejecutar ciertas modificaciones al contrato de fideicomiso de fecha 27 de julio de 2016 (conforme fuera enmendado) que rige, y en el marco del cual fueron emitidas, las Obligaciones Negociables Existentes.

Entre las modificaciones se pueden mencionar la eliminación de ciertos compromisos restrictivos y supuestos de incumplimiento.

Obligaciones Negociables emitidas bajo el presente programa

Con fecha 26 de septiembre de 2017 por Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV la CNV aprobó el Programa de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles En Acciones) de Co-Emisión de GEMSA y CTR de. El aumento del monto del Programa de U\$S 100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S 300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue aprobado por la CNV mediante Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de la CNV de fecha 8 de marzo de 2019. El aumento del monto del Programa de U\$S 300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S 700.000.000 (o su equivalente en otras monedas) y la modificación de sus términos y condiciones fueron aprobados por la Gerencia de Emisoras de la CNV mediante Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de fecha 10 de septiembre de 2020.

Con fecha 5 de agosto de 2019, GEMSA y CTR emitieron la clase II de obligaciones negociables bajo el Programa referido, por un monto de USD 80 millones, en el mercado local e internacional. Las mismas devengan una tasa fija en Dólares de 15,00%. El interés se paga trimestralmente y el capital se amortizará en 10 cuotas trimestrales a partir de mayo 2021, hasta su vencimiento en mayo 2023 (las "Obligaciones Negociables con Vencimiento en 2023"). Las obligaciones negociables emitidas bajo la clase II se encuentran garantizadas mediante (i) una fianza de Albanesi, inicialmente, y cualquiera de sus subsidiarias restringidas que deba brindar una garantía, posteriormente; (ii) un fideicomiso con fines de garantía, bajo el cual se cedieron (a) la totalidad de los derechos, actuales y futuros, de GEMSA de recibir cualquier monto y crédito en virtud de los contratos de compra de energía con CAMMESA bajo la Resolución N° 21/2016 y N° 220/2007, relacionados a la Central Térmica Modesto Maranzana, Central Térmica Independencia y la Central Térmica Ezeiza, y (b) ciertos derechos y fondos pagaderos en virtud de pólizas de seguro relacionadas a ocho turbinas ubicadas en la Central Térmica Modesto Maranzana, Central Térmica Riojana y Central Térmica Independencia (los "Equipos"), y terrenos de propiedad y escriturados a nombre de GEMSA ubicados en la ciudad de San Miguel de Tucumán, Provincia de Tucumán, República Argentina ("Inmuebles Independencia"); (iii) prenda en primer grado de privilegio sobre los Equipos; (iv) hipoteca en primer grado de privilegio sobre los Inmuebles Independencia; y (v) prenda en primer grado de privilegio sobre todo derecho o título de GEMSA y CTR sobre una cuenta de reserva para servicio de deuda y cualquier fondo o equivalente de efectivo, depositado en dicha cuenta. A la fecha de este Prospecto, el saldo de capital de la Clase II es de USD 49,6 millones.

Con fecha 4 de diciembre de 2019, se realizó la emisión de las obligaciones negociables clase III bajo el Programa, por un monto de USD 25,7 millones, a una tasa fija del 8% hasta el 11 de octubre de 2020 y del 13% hasta la fecha de vencimiento el 11 de abril de 2021, con pagos de intereses trimestrales. La amortización de capital se realizará en 2 cuotas, la primera del 10% el 11 de octubre de 2020 y la segunda del 90% el 11 de abril de 2021. El monto de las obligaciones negociables clase III se suscribió en especie mediante canje voluntario con las obligaciones negociables clase I. En diciembre de 2020 se realizó un canje voluntario de las obligaciones negociables clase III. El saldo fue 100% cancelado en abril 2021.

Con fecha 2 de diciembre de 2020, se realizó la emisión de las obligaciones negociables clase IV bajo el Programa, por un monto de USD 16,4 millones, a una tasa fija del 13% hasta el 11 de abril de 2021 con pagos de interés trimestrales y del 10,5% hasta la fecha de vencimiento el 11 de abril de 2022 con pagos de interés mensuales. La amortización de capital se realizará en 13 cuotas mensuales, las primeras 6 del 4,75% a partir del 11 de abril de 2021, de la cuota 7 a la 12 del 8% a partir del 11 de octubre de 2021 y la última del 23,5% el 11 de abril de 2022. El monto de las obligaciones negociables clase IV se suscribió en especie mediante canje voluntario con las obligaciones negociables clase III. A la fecha de este Prospecto, el saldo de capital por las obligaciones negociables clase IV fue cancelado en su totalidad.

Con fecha 27 de noviembre de 2020, se realizó la emisión de las obligaciones negociables clase V bajo el Programa, por un monto de USD 14,4 millones, a una tasa fija del 6% hasta la fecha de vencimiento el 27 de noviembre de 2022 con pagos de interés trimestrales. La amortización de capital se realizará en un único pago equivalente al 100% del valor nominal en la fecha de vencimiento Clase V. A la fecha de este Prospecto, el saldo de capital por las obligaciones negociables clase V es de USD 14,4 millones.

Con fecha 11 de marzo de 2021, GEMSA y CTR realizaron la co-emisión de las obligaciones negociables clase VII y clase VIII en el marco del Programa. La clase VII fue colocada por un monto total de U\$S7.707.573, a una tasa fija del 6% nominal anual, con pagos trimestrales de intereses, con vencimiento el 11 de marzo de 2023. La amortización de capital de las obligaciones negociables clase VII se realiza en 4 cuotas consecutivas, equivalentes al: 10% para la primera cuota, 15% para la segunda cuota, 15% para la tercera cuota

y 60% para la cuarta y última cuota, del valor nominal de las obligaciones negociables clase VII, en las siguientes fechas: 11 de junio de 2022; 11 de septiembre de 2022; 11 de diciembre de 2022 y el 11 de marzo de 2023. La clase VIII fue colocada por un total de 41.936.497 UVAs, a una tasa fija del 4,60%, con pagos trimestrales de intereses, con vencimiento el 11 de marzo de 2023. La amortización de capital de las obligaciones negociables clase VIII se realiza en 4 (cuatro) cuotas consecutivas, equivalentes al: 10% para la primera cuota, 15% para la segunda cuota, 15% para la tercera cuota y 60% para la cuarta y última cuota, del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase VIII, en las siguientes fechas 11 de junio de 2022; 11 de septiembre de 2022; 11 de diciembre de 2022 y el 11 de marzo 2023.

Con fecha 9 de abril de 2021, GEMSA y CTR realizaron la co-emisión de las obligaciones negociables clase IX en el marco del Programa. La clase IX fue colocada por un monto total de U\$S4.265.575, a una tasa fija del 12,5% nominal anual, con pagos trimestrales de intereses, con vencimiento el 9 de abril de 2024. La amortización de capital de las obligaciones negociables clase IX se realiza en 3 cuotas consecutivas, equivalentes al: 33% para la primera cuota, 33% para la segunda cuota y 34% para la tercera cuota, en las siguientes fechas: 9 de abril de 2022; 9 de abril de septiembre de 2023 y 9 de abril de 2024.

Con fecha 1 de diciembre de 2021 GEMSA, junto con CTR emitieron las obligaciones negociables clase X, denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses con vencimiento el 1 de diciembre de 2027, por un valor nominal de U\$S 325.395.255 (las "Obligaciones Negociables Clase X"). El capital de las Obligaciones Negociables Clase X será abonado en 12 (doce) cuotas pagaderas de la siguiente forma: 2% el 1º de febrero de 2022, 3,50% el 1º de diciembre de 2022, 3,50% el 1º de junio de 2023, 7% el 1º de diciembre de 2023, 10% el 1º de junio de 2024, 10% el 1º de diciembre de 2024, 10% el 1º de junio de 2025, 10% el 1º de diciembre de 2025, 10% el 1º de junio de 2026, 10% el 1º de diciembre de 2026, 10% el 1º de junio de 2027, 14% el 1º de diciembre de 2027. El capital no amortizado de las Obligaciones Negociables Clase X devengará intereses a una tasa de interés fija nominal anual del 9,625%. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase X se abonarán a mes vencido el 1 de febrero de 2022 y el 1 de junio de 2022, y posteriormente se pagarán semestralmente a mes vencido cada 1 de junio y 1 de diciembre de cada año, comenzando en 1 de diciembre de 2022.

Con fecha 12 de noviembre de 2021, GEMSA, junto con CTR emitieron las Obligaciones Negociables Clase XI, denominadas en Dólares Estadounidenses, a tasa de interés fija nominal anual de 6% con vencimiento el 12 de noviembre de 2024, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí la Serie A de la Clase XI y la Serie B de la Clase XI, por un valor nominal de U\$S 38.654.809 (las "Obligaciones Negociables Clase XI"). La Serie A fue integrada en especie mediante la entrega de (i) Obligaciones Negociables Clase V emitidas por GEMSA y CTR el 27 de noviembre de 2020 por un valor nominal de U\$S14.369.484; y/u (ii) Obligaciones Negociables Clase VII emitidas por las Sociedades el 11 de marzo de 2021 por un valor nominal de U\$S7.707.573.; y/u (iii) Obligaciones Negociables Clase VIII emitidas por las Sociedades el 11 de marzo de 2021 por un valor nominal de 41.936.497 UVAs. La Serie B fue integrada en efectivo, en pesos al tipo de cambio de integración. El capital de las Obligaciones Negociables Clase XI será abonado en 4 (cuatro) cuotas consecutivas, cada una de ellas por un monto equivalente al 25% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XI, en las siguientes fechas: 12 de febrero de 2024, 12 de mayo de 2024, 12 de agosto de 2024 y 12 de noviembre de 2024. El capital no amortizado de las Obligaciones Negociables Clase XI devengará intereses a una tasa nominal anual del 6%, pagadera en forma trimestral, el 12 de febrero de 2022, 12 de mayo de 2022, 12 de agosto de 2022, 12 de noviembre de 2022, 12 de febrero de 2023, 12 de mayo de 2023, 12 de agosto de 2023, 12 de noviembre de 2023, 12 de febrero de 2024, 12 de mayo de 2024, 12 de agosto de 2024 y 12 de noviembre de 2024.

Asimismo, con fecha 12 de noviembre de 2021, GEMSA, junto con CTR emitieron las Obligaciones Negociables Clase XII, denominadas en Unidades de Valor Adquisitivo, a tasa de interés fija nominal anual de 4,6% con vencimiento el 12 de noviembre de 2024, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí la Serie A de la Clase XII y la Serie B de la Clase XII, por un valor nominal de 48.161.545 UVAs equivalente a \$4.463.611.991 (las "Obligaciones Negociables Clase XII"). La Serie A fue integrada en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase VIII emitidas por las Sociedades el 11 de marzo de 2021 por un valor nominal de 41.936.497 UVAs, y la Serie B fue integrada efectivo, en pesos al valor UVA inicial. Las Obligaciones Negociables Clase XI serán amortizadas en 4 (cuatro) cuotas consecutivas, cada una de ellas por un monto equivalente al 25% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XI, en las siguientes fechas: 12 de febrero de 2024, 12 de mayo de 2024, 12 de agosto de 2024 y 12 de noviembre de 2024. El capital no amortizado de las Obligaciones Negociables Clase XII devengará intereses a una tasa nominal anual del 4,6%, pagadera en forma trimestral, el 12 de febrero de 2022, 12 de mayo de 2022, 12 de agosto de 2022, 12

de noviembre de 2022, 12 de febrero de 2023, 12 de mayo de 2023, 12 de agosto de 2023, 12 de noviembre de 2023, 12 de febrero de 2024, 12 de mayo de 2024, 12 de agosto de 2024 y 12 de noviembre de 2024.

Con fecha 10 de enero de 2022, GEMSA, junto con CTR emitieron las Obligaciones Negociables Clase XIII, denominadas, a ser integradas y pagaderas en Dólares Estadounidenses, a tasa de interés fija, con vencimiento el 10 de enero de 2024, por un valor nominal de US\$ 14.065.308. El capital será amortizado íntegramente en la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XIII. El capital no amortizado devengará intereses a una tasa de interés del 7,5%, la cual será pagada de forma semestral con fechas 10 de julio de 2022, 10 de enero de 2023, 10 de julio de 2023 y 10 de enero de 2024.

Con fecha 25 de enero de 2022, GEMSA, junto con CTR anunciaron el lanzamiento de una solicitud de consentimiento, dirigida a los tenedores de sus Obligaciones Negociables con Vencimiento en 2023, a los fines de (i) incurrir en un endeudamiento garantizado adicional de hasta US\$ 150.000.000 (o su equivalente en otras monedas), el cual podrá ser instrumentado en forma de uno o más préstamos, y/o emisiones de obligaciones negociables a los fines de completar la ampliación de la capacidad generadora de su central térmica Modesto Maranzana (la “Financiación Propuesta”); (ii) permitir la constitución de determinadas garantías que a los fines de garantizar la Financiación Propuesta; (iii) permitir la constitución de una cesión fiduciaria con fines de garantía, mediante la cual se cederán los derechos presentes y futuros de GEMSA de recibir montos y créditos en virtud o respecto de determinados contratos de compra de energía celebrados con CAMMESA; y (iv) reducir el plazo de notificación requerido para que las co-emisoras notifiquen al fiduciario del rescate de las Obligaciones Negociables con Vencimiento en 2023, cuya notificación podrá estar sujeta a una o más condiciones precedentes (la “Solicitud de Consentimiento Maranzana”).

La Solicitud de Consentimiento Maranzana fue instrumentada mediante el Prospecto de Solicitud de Consentimiento de fecha 25 de enero de 2022, el cual fue publicada en AIF mediante los ID 2848601 y 2848603. Conforme lo anunciado por hecho relevante publicado en AIF con fecha 7 de febrero de 2022 bajo los ID 2851952 y 2851952, GEMSA y CTR lograron obtener el consentimiento de los tenedores de US\$ 75.000.000 de valor nominal de las Obligaciones Negociables, que representan el 93,75% del valor nominal de las Obligaciones Negociables con Vencimiento en 2023 en circulación.

Con fecha 21 de febrero de 2022, GEMSA anunció el lanzamiento de una solicitud de consentimiento dirigida a los tenedores de sus Obligaciones Negociables Clase XV y sus Obligaciones Negociables Clase XVI, con el fin de modificar ciertos compromisos asumidos bajo dicha emisión y modificar los términos del CCEE adjudicado en el marco de la Resolución SEE 287/2017, a fin de manifestar una Nueva Fecha Comprometida Extendida (la “Solicitud de Consentimiento Ezeiza”).

La Solicitud de Consentimiento Ezeiza fue instrumentada mediante el Prospecto de Solicitud de Consentimiento de fecha 21 de febrero de 2022, el cual fue publicado en la AIF mediante el ID 2857175. Conforme lo anunciado por el hecho relevante publicado en la AIF de fecha 25 de febrero de 2022 bajo el ID 2858891, GEMSA logró obtener el consentimiento de (i) los tenedores de 36.011.305 UVA's de valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XV, que representan el 98,33% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XV en circulación y (ii) los tenedores de US\$ 98.772.758 de valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XVI, que representan el 100% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XVI en circulación.

Contrato de Préstamo – Cargill

El 16 de febrero de 2018, GEMSA, como deudora, y Albanesi como garante, celebraron un contrato de préstamo con Cargill Ltd., por un monto total de hasta USD25 millones. El préstamo tenía un plazo de 36 meses y devengaba intereses trimestrales a una tasa nominal anual conformada por la tasa Libor a 360 días más un margen de 4,25%. Con fecha 13 de abril de 2021, se refinanció la tasa a una Libor a 360 días más un margen de 10%. Con fecha 22 de febrero de 2022, se celebró la tercera enmienda al préstamo con Cargill Ltd. a los fines de eliminar toda referencia a los compromisos asumidos bajo el contrato de fideicomiso internacional de las Obligaciones Negociables Existentes y reemplazarlos con referencias a los compromisos asumidos bajo el contrato de fideicomiso internacional bajo el cual se emitieron las Obligaciones Negociables Clase X. A la fecha de los estados financieros finalizados al 31 de diciembre de 2021, el saldo de capital es de US\$2.525 miles.

Contrato de Préstamo BLC

El 26 de junio de 2020, GEMSA, como prestataria, y Albanesi, como garante, celebraron una enmienda y actualización de un contrato de préstamo con BLC Asset Solutions B.V. (conforme fuera posteriormente

enmendado de tanto en tanto, el “Contrato de Préstamo BLC”), como prestamista, por un monto de capital total de U\$S 61,2 millones para la adquisición por parte de GEMSA de turbinas de gas, turbinas de vapor y calderas que se instalarán en Central Térmica Ezeiza y Central Térmica Modesto Maranzana. El Contrato de Préstamo BLC preve un vencimiento en el año 2023; vencimiento que puede prorrogarse por dos años más si se cumplen determinadas condiciones. El préstamo devengaba intereses a una tasa anual del 12,00% hasta diciembre de 2021 y, a partir del 2022, una tasa anual equivalente a la tasa LIBOR 12 meses más un margen del 11% (con un mínimo del 12%) por el resto del plazo, pagaderos trimestralmente. Asimismo, es preciso destacar que en la enmienda al Contrato de Préstamo BLC celebrada con fecha 8 de julio de 2020, se estableció un mecanismo de reemplazo de la tasa LIBOR por la tasa SOFR en caso que aquella dejara de ser publicada y, por lo tanto, aplicable.

Contrato de Préstamo JP Morgan

El 6 de julio de 2020, GEMSA, como prestataria, y Albanesi y CTR, como garantes, celebraron un contrato de préstamo con JP Morgan Chase Bank, como prestamista, por un monto de capital total de U\$S 14,8 millones para el financiamiento de las obras de mantenimiento a cargo de PW Power System en las turbinas instaladas en la Central Térmica Modesto Maranzana. El contrato de préstamo tiene un plazo aproximado de 5 años y 6 meses. El préstamo devenga intereses a una tasa anual LIBOR a 6 meses más 1,00%, pagaderos semestralmente. El préstamo está garantizado por Export-Import Bank de los Estados Unidos. Oportunamente, la Emisora aplicará índices sustitutivos para el cálculo de las tasas de interés. Para mayor información, véase el factor de riesgo “*La incertidumbre sobre la metodología de cálculo de la tasa LIBOR y su discontinuación con posterioridad a 2021 podría afectar adversamente el valor de las Obligaciones Negociables.*”

3. Información sobre Tendencias

Nuestros Ingresos y Costos

Actualmente nuestros ingresos consolidados y nuestro EBITDA Ajustado surgen principalmente de la venta de nuestra capacidad de generación y de la energía eléctrica generada asociada a esa capacidad en virtud de los siguientes marcos regulatorios:

- (i) *Resolución SE 220/2007.* En el marco de la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE a largo plazo (comúnmente con plazos de diez años) expresados en Dólares Estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por mes por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que el 92% de nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en Dólares Estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico. El precio se paga en Pesos al tipo de cambio oficial.
- (ii) *Resolución SEE 21/2016.* En el marco de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE de 10 años expresados en Dólares Estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible o en mantenimientos programados y autorizados por CAMMESA. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en Dólares Estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores).

Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico. El precio se paga en Pesos al tipo de cambio oficial.

- (iii) *Energía Plus:* Vendemos electricidad a industrias catalogadas como grandes usuarios de energía eléctrica en virtud de CCEE con plazos de entre uno y dos años, expresados en Dólares Estadounidenses. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el tomador en virtud de estos contratos. Los CCEE no contemplan un compromiso de compra garantizada (take or pay) y, por consiguiente, ello representa para nosotros un EBITDA Ajustado menos estable en relación con nuestras ventas concretadas en virtud de los marcos regulatorios dispuestos en la Resolución SE 220/2007 y el programa Energía Base. No obstante, en general, podemos estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los tomadores a partir del consumo histórico, lo cual nos ayuda a redactar nuestros contratos teniendo en cuenta dichos datos.
- (iv) *Energía Base:* En virtud del marco regulatorio del programa Energía Base, para la capacidad instalada antes del 17 de marzo de 2006, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de un acuerdo regulatorio con compromiso de compra garantizada (take or pay). Hasta febrero de 2017 era en Pesos (sin celebrar ningún contrato de compraventa de energía), y pasó a ser en Dólares Estadounidenses de dicha fecha hasta febrero 2020 en virtud de las Resoluciones SEE 19/2017 y luego la SGE 1/2019. En febrero de 2020 la Resolución 1/2019 fue modificada por la Resolución 31/2020, cuyos considerandos plantearon la necesidad de adaptar los criterios de remuneración establecidos por la Resolución 1/2019, considerando que la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, impactan sobre dicha remuneración, dada la mayor variación del tipo de cambio por sobre los costos de producción, que deviene en la necesidad de restablecer la relación entre ellos. En función de ello la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) reducción y pesificación de los valores remuneratorios de potencia para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (ii) pesificación de los valores remuneratorios variables para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (iii) modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y (b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada; (iv) introducción de un criterio remunerativo por disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento. El 21 de mayo de 2021, mediante la Resolución SE 440/2021, el Gobierno Argentino actualizó nuevamente el régimen de los generadores bajo remuneración del Mercado Spot, derogando la actualización automática de los valores de la remuneración y disponiendo que los valores de la energía eléctrica y la potencia que se mantienen en Pesos pueden reajustarse en un 29% con carácter retroactivo a febrero de 2021.

Para más información acerca de estos marcos regulatorios, ver “*Información de las Co-Emisoras—Nuestros clientes*” y “*Información de las Co-Emisoras—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad—Participantes Clave—Generadores*”.

Nuestros costos por ventas se relacionan principalmente con los siguientes conceptos: (i) el costo de adquisición de energía eléctrica (principalmente en el marco regulatorio del programa Energía Plus y la compra de capacidad de generación de respaldo); (ii) la depreciación de los activos fijos; (iii) los costos de mantenimiento; (iv) salarios y cargas sociales; y (v) los costos de seguro.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el 59%, el 36%, el 3% y el 2% de nuestro EBITDA Ajustado surge de las ventas realizadas en virtud del marco regulatorio impuesto por las Resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 y los programas Energía Plus y Energía Base, respectivamente.

Para conocer mayor información acerca de estos marcos regulatorios, ver “*Información de las Co-Emisoras—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad—Participantes Clave—Generadores*”. Tales marcos regulatorios implican la celebración de contratos de compraventa de energía a largo plazo con CAMMESA, denominados en Dólares Estadounidenses, en virtud de los cuales venderemos nuestra disponibilidad de capacidad de generación de energía en el marco de un régimen de compra garantizada (take or pay) además de la energía eléctrica despachada. No podemos garantizar, sin embargo, que los cambios

regulatorios y en las políticas implementadas en Argentina no afectarán nuestro negocio ni los resultados de las operaciones en el futuro. Para una descripción de los riesgos regulatorios en Argentina, ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina” y para una descripción de los riesgos asociados al sector eléctrico argentino, ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el sector energético argentino”.

Nuestra capacidad para generar energía eléctrica depende de la disponibilidad de gas natural y, en mucha menor medida, de fueloil. De acuerdo con determinados CCEE celebrados dentro del marco regulatorio del programa Energía Plus, tenemos la obligación de obtener el combustible necesario para satisfacer nuestras obligaciones de generación de energía eléctrica y no podemos trasladar el costo del combustible a nuestros clientes. El suministro o el precio del gas natural que se utiliza en las centrales eléctricas que operamos se ha visto afectado en varias oportunidades –y seguirá viéndose afectado– por, entre otros factores, la disponibilidad de gas natural en Argentina, la necesidad de importar un mayor volumen de gas natural a precios más altos que el precio aplicable a la oferta interna como resultado de la baja producción interna y la redistribución de gas dispuesta por la SE, dada la actual escasez de oferta y la continua caída de las reservas. En 2021, el precio del gas vendido por nuestros principales proveedores aumentó considerablemente. Comúnmente, los precios más altos del gas perjudican nuestro margen bruto en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus.

Condiciones económicas argentinas

Debido al hecho de que nuestros activos, operaciones y clientes se encuentran en Argentina, los resultados de las operaciones y nuestra situación patrimonial se ven afectados en gran parte por las condiciones políticas y macroeconómicas del país. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido un fuerte impacto en nuestros negocios y se espera que estos efectos continúen en el futuro. El actual gobierno deberá corregir los desequilibrios macroeconómicos de la Argentina y deberá recuperar el acceso a los mercados financieros internacionales, en un contexto adverso marcado por una fuerte crisis económica tanto a nivel local como internacional. Ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina”.

La siguiente tabla presenta indicadores económicos clave en Argentina durante los períodos señalados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
PBI Real (% cambio).....	(2,1)	(9,9)	8,6
Índice de Precios al Consumidor (% cambio).....	53,8	36,1	50,9
Tipo de cambio nominal (en \$/USD al 31 de diciembre) ⁽¹⁾	63	89,25	107,75
Balanza Comercial (en millones de USD)...	15.990	(364)	371
Saldo fiscal primario (sin intereses) (como % del PBI).....	(1)	(6,5)	(3)
Deuda Pública (% del PBI al 31 de diciembre)	72	86,7	79,9
Tasa de desempleo al cierre del período (% cambio)	8,9	11	7

(1) Tipo de cambio vendedor para transferencias electrónicas (*divisas*) publicado por el Banco de la Nación Argentina.

Ver “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con la Argentina—La intervención del Gobierno Argentino en la economía argentina podría socavar los negocios y la confianza de los inversores”.

Impacto del COVID-19 en nuestro negocio

El 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud decretó el estado de pandemia a nivel mundial por el brote del virus denominado “COVID-19”, comúnmente conocido como “Coronavirus”, que habría tenido su origen en la ciudad de Wuhan, capital de la provincia de Hubei, en China, pero que en cuestión de meses se propagó a todos los países, incluyendo a la República Argentina, el resto de países de América Latina y Estados Unidos. La propagación continua del virus motivó la ruptura y volatilidad en los mercados de capitales globales, aumentando la incertidumbre económica e incentivando la prolongación de la crisis económica.

La mayoría de los gobiernos, incluida Argentina, tomaron medidas cada vez más estrictas para ayudar a contener la propagación del virus en los momentos más críticos de la pandemia, incluido el cierre de las fronteras del país; la reducción drástica del transporte por aire, agua, ferrocarril y carretera, aislamiento de la población, cuarentena y restricciones de libre circulación, y cierre de negocios. Para mayor información sobre las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para paliar los efectos de la pandemia, véase “La pandemia

generada por el virus del COVID-19 y las medidas gubernamentales adoptadas para limitar la propagación del virus han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en las economías internacionales y en la economía de Argentina” en la sección “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con la Argentina”. Estas medidas generaron la ralentización o suspensión de la mayoría de las actividades no esenciales y, consecuentemente, afectaron de forma significativa la economía nacional, regional y global, debido a la interrupción o ralentización de las cadenas de suministro y al aumento significativo de la incertidumbre económica.

Estas medidas provocaron una importante desaceleración de la actividad económica, afectando negativamente al crecimiento económico en el año 2020. Asimismo, la pandemia de COVID-19 tuvo un impacto considerable en la industria energética argentina. Ante las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuestas en el DNU 297/20 en respuesta a la pandemia de COVID-19, la demanda de energía eléctrica por parte de la industria y los comercios disminuyó en un 8% durante 2020 respecto de 2019. Esto fue parcialmente compensado por un aumento del 8% en el consumo residencial durante el mismo período. Durante 2021, la demanda total aumentó un 3,8% en comparación con el mismo período de 2020. Asimismo, como consecuencia de los importantes retrasos en la recaudación de las distribuidoras, los grandes usuarios y los aportes del gobierno argentino, CAMMESA ha incrementado el tiempo de pago a los generadores en aproximadamente 40 días. Además, con respecto al marco regulatorio del programa Energía Base, CAMMESA suspendió el mecanismo de ajuste por inflación de la remuneración establecido por la Resolución SE 31/2020. Estas medidas han afectado y afectan la condición financiera del sector de generación de energía eléctrica y, de continuar agravándose, podrían afectar la cadena de pagos, dificultando el mantenimiento y poniendo en riesgo la disponibilidad de la capacidad instalada.

Nuestras principales actividades fueron clasificadas como actividades esenciales por el gobierno, por lo que la operación no se vio interrumpida. Las medidas adoptadas por el gobierno no han tenido un impacto negativo importante en nuestros ingresos, en nuestra capacidad de cobrar en tiempo y forma, ni en el desarrollo de nuestros proyectos de expansión. Sin embargo, como resultado de las condiciones macroeconómicas adversas en Argentina durante 2019, hemos tenido dificultades para asegurar la financiación para completar nuestros proyectos de expansión. El 2 de septiembre de 2019, los adjudicatarios bajo la Resolución SEE 287/2017 fueron autorizados a extender el plazo de los proyectos bajo la Resolución SRRYME 25/2019. Como resultado, actualmente esperamos que las operaciones comerciales de nuestro proyecto de expansión en Central Térmica Ezeiza comiencen durante el último trimestre de 2023 y en nuestra Central Térmica Modesto Maranzana durante 2024.

El Grupo Albanesi continúa tomando medidas para mitigar los riesgos potenciales para los clientes, proveedores y empleados que representa la propagación de COVID-19. En esta línea, se ha actualizado e implementado un plan de pandemia en todas las empresas para abordar aspectos específicos del COVID-19 a través de protocolos de seguridad, respuesta de emergencia, continuidad del negocio y medidas de precaución. Asimismo, se han tomado precauciones adicionales para los empleados que trabajan en sus centrales eléctricas y ha implementado políticas de teletrabajo cuando fuera apropiado, enfocándose en proporcionar un servicio seguro e ininterrumpido a sus clientes, lo que incluye la adquisición de equipamientos físicos sólidos y la implementación de medidas de ciberseguridad para garantizar que sus sistemas sigan siendo funcionales con una fuerza laboral parcialmente remota. Al 31 de diciembre de 2021 no ha habido impacto adverso importante en las operaciones comerciales y el servicio al cliente debido al trabajo remoto.

Las Co-Emisoras no son beneficiarias de ningún programa creado por el Gobierno Argentino en el marco de la pandemia del virus COVID-19, incluyendo, sin limitación al Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción para empleadores y trabajadores, creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17/05/2020 y mod.

Para más información sobre el impacto de esta pandemia y su efecto en la economía argentina, y en el negocio de las Co-Emisoras, por favor ver *“La pandemia generada por el virus del COVID-19 y las medidas gubernamentales adoptadas para limitar la propagación del virus han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en las economías internacionales y en la economía de Argentina” en la sección “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina” del presente Prospecto.*

Oferta y demanda de electricidad en Argentina

Si bien gran parte de nuestros ingresos consolidados y de nuestro EBITDA Ajustado surge de pagos fijos por capacidad en virtud de los CCEE a largo plazo que celebramos con CAMMESA en virtud de la Resolución SE 220/2007 y SEE 21/2016, los cuales no varían en función de cambios en la demanda de energía eléctrica, los resultados de nuestras operaciones se han visto –y seguirán viéndose– afectados por los cambios en

la oferta y demanda de electricidad en Argentina, en tanto la oferta y la demanda de electricidad tienen un impacto en la energía despachada, en los costos del combustible y, en última instancia, en los precios de la electricidad, así como en el crecimiento del sector energético en el mediano y en el largo plazo.

La demanda de electricidad depende en gran parte de las condiciones políticas y económicas oportunamente vigentes en Argentina además de factores estacionales. Durante 2020, la pandemia provocada por el COVID-19 afectó a la demanda de energía, así como a la economía. En líneas generales, la demanda de electricidad varía en función de la tasa de crecimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas suelen consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones de pagar las correspondientes facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Es por ello que la demanda de energía se ve afectada por las medidas adoptadas por el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas relativas a inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas. Después de la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en Argentina registró un crecimiento constante todos los años, impulsado por una recuperación de la economía y el congelamiento de las tarifas. Las políticas y regulaciones del gobierno argentino en respuesta a la crisis se tradujeron en distorsiones en el mercado, especialmente en términos de precios, a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución). Estas distorsiones generaron una brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina, especialmente desde el año 2012, llevando a cortes voluntarios y forzosos en el suministro de electricidad en épocas de mayor consumo estacional.

La administración de Mauricio Macri, con el fin de aumentar la capacidad instalada, aprobó las Resoluciones SEE 21/2016 y SEE 287/2017. Adicionalmente incentivó la instalación de energías renovables y se implementaron políticas tendientes a eliminar parcialmente las distorsiones de precios antes mencionadas, fundamentalmente mediante aumentos en el precio de la electricidad en el marco de la recomposición de tarifas principalmente para el consumo comercial y residencial. Como resultado de estas medidas, entre 2016 y 2019 se adjudicaron 3.138 MW bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 21/2016, 1.810 MW bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 y 4.446,5 MW bajo los programas de energías renovables RenovAr. La capacidad adicional contribuyó a una reducción parcial de la brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina.

Según lo informado por CAMMESA, la demanda de electricidad cayó 3,1% entre 2018 y 2019. Durante 2020, como consecuencia del impacto negativo del COVID-19, la demanda cayó 1,7% respecto a 2019. La caída estuvo explicada fundamentalmente por la industria que, por las restricciones asociadas al aislamiento social, preventivo y obligatorio, contrajo la demanda de energía en 11,5% para el período mencionado. Esta caída fue compensada parcialmente por la demanda residencial que, por el mismo motivo, se incrementó un 8,1%. En 2021, la demanda de electricidad aumentó un 3,8% en comparación con 2020.

Para mayor detalle ver la sección “*Información de las Co-Emisoras—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad*”.

Nuestra ampliación de capacidad

El Grupo Albanesi busca constantemente desarrollar nuevos proyectos con el objeto de satisfacer las necesidades del sistema y generar nuevas oportunidades de negocios con un equipo con experiencia en el análisis, desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento de los mismos.

En 2018, las Co-Emisoras han finalizado las ampliaciones adjudicadas en 2016 y 2017 por un total de 460 MW. Asimismo, en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE 287/2017, GEMSA fue adjudicada con nuevos CCEE con CAMMESA por un total de 351 MW que implicarán la instalación de 276 MW de nueva capacidad nominal en dos proyectos de cierre de ciclo de turbinas que actualmente operan a ciclo abierto en: Central Térmica M. Maranzana (121 MW) y Central Térmica Ezeiza (154 MW), y la construcción de una nueva central de cogeneración de 133 MW en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. Dicha licitación pública tuvo como objetivo la mejora en la eficiencia del sistema de generación eléctrica, por lo que se focalizó en cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración.

Para mayor detalle ver la sección “*Información de las Co-Emisoras—Expansión de capacidad*”.

Disponibilidad y despacho

Vendemos nuestra disponibilidad para la generación de capacidad y electricidad a CAMMESA de conformidad con CCEE a largo plazo en el marco de las Resoluciones SEE 21/2016 y SE 220/2007 y el régimen

del programa Energía Base. También vendemos nuestra electricidad a grandes tomadores privados en el marco de Energía Plus.

La siguiente tabla presenta un resumen de los marcos regulatorios y de las principales condiciones para la venta de capacidad de generación de electricidad y despacho para cada una de nuestras centrales eléctricas (excepto Solalban) en funcionamiento al 31 de diciembre de 2021:

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida (o utilizada en el caso de Energía Plus) por contrato/marco regulatorio	Plazo	Moneda	Precio de Capacidad Comprometida a USD / MW por hora	Precio de Energía USD/MWh ⁽²⁾	Plazo Contractual Restante	Proveedor de Gas Natural ⁽³⁾
Central Térmica M.Maranzana	Energía Plus	Privado	135	1 a 2 años	USD	--	60,0	N/A	RGA
			70	NA	ARS	3,50 ⁽⁴⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	CAMMESA
	Energía Base	CAMMESA	45	NA	ARS	3,50 ⁽⁴⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	CAMMESA
			90	10 años	USD	21,82	8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)	5 años y 6 meses	CAMMESA
Central Térmica Independencia	Res. 220/ 2007	CAMMESA	100	10 años	USD	23,50	7,52 (gas) / 7,97 (gasoil)	N/A	CAMMESA
Central Térmica Independencia #1	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	5 años y 6 meses	CAMMESA
Central Térmica Independencia #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	6 años y 1 mes	CAMMESA
Central Térmica Ezeiza	Res. 21/2016	CAMMESA	93	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	5 años y 6 meses	CAMMESA
Central Térmica Ezeiza #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46,5	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	6 años y 1 mes	CAMMESA
Central Térmica Riojana	Energía Base	CAMMESA	40	NA	ARS	3,50 ⁽⁴⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	CAMMESA
			45	10 años.	USD	23,00	11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)	5 años y 5 meses	CAMMESA
Central Térmica La Banda ⁽¹⁾	Energía Base	CAMMESA	30	NA	ARS	3,50 ⁽⁴⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	CAMMESA
Central Térmica Roca	Res. 220/ 2007	CAMMESA	116,7	10 años	USD	17,18	10,28 (gas) / 14,18 (gasoil)	6 meses	CAMMESA
			55	10 años	USD	43,72	5,38 (gas/gasoil)	6 años y 7 meses	CAMMESA
Generación Frías	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55,5	10 años	USD	26,40	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)	3 años y 11 meses	CAMMESA
Generación Rosario	Energía Base	CAMMESA	140	NA	ARS	3,50 ⁽⁴⁾	4,50 (gas) / 7,00 (gasoil)	N/A	CAMMESA

(1) Tras el vencimiento, esperamos que la capacidad comprometida se venda bajo el programa Energía Base.

(2) Precio por electricidad vendida.

(3) El gasoil es suministrado por CAMMESA.

(4) El precio corresponde al promedio de 2021. Los precios de enero a junio están expresados en Pesos de conformidad con la Resolución SE 440/2021 y se convierten a Dólares al tipo de cambio aplicable el último día de cada mes

CAMMESA solicita el despacho de electricidad a las empresas generadoras en función de diferentes criterios, incluida la eficiencia de las centrales eléctricas, la falta de disponibilidad del sistema, la tensión de la red, la disponibilidad de combustible y la ubicación de la demanda, entre otros factores.

Precios de la electricidad

Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2021, en virtud de los CCEE que celebramos en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007 y la Resolución SEE 21/2016, el precio fijo promedio ponderado de MW por hora por la disponibilidad de energía comprometida por contrato fue de USD 26,0.

Bajo el marco de la Resolución SE 220/2007, el precio fijo de capacidad se negoció con CAMMESA al momento de celebrar los contratos en base al del monto de la inversión, tipo y eficiencia de la tecnología instalada, y disponibilidad de energía comprometida por contrato de acuerdo a las condiciones en las que operará la turbina. Bajo el marco de la Resolución SEE 21/2016, el precio fijo de capacidad fue aquél establecido en la oferta presentada por la compañía en el proceso de licitación llevado a cabo.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2021, bajo los CCEE con tomadores privados bajo el marco regulatorio del programa Energía Plus, el precio monómico promedio por MWh fue de U\$S 60. Los contratos de compraventa de energía que celebramos en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus comúnmente tienen plazos de entre uno y dos años y se trata de contratos que no contemplan la modalidad “take or pay”. Asimismo, de acuerdo con lo estipulado bajo el marco regulatorio del programa Energía Base y sus modificaciones bajo las Resoluciones 31/20200 y 440/2021 los precios de potencia y energía se pesificaron. Al 31 de diciembre de 2021, el precio promedio ponderado de MW por hora de nuestra disponibilidad de potencia comprometida en virtud de dichos acuerdos expresados en USD y ARS es de USD 3,50 / ARS 359,5, respectivamente. El precio por MWh de la electricidad efectivamente despachada se actualizó en el caso de utilizar gas a USD 4,50 / ARS 462.2, respectivamente, y utilizando gasoil a USD 7,0 / ARS 719,0], respectivamente, (en cada caso, sin incluir el combustible, el cual suministra CAMMESA).

La siguiente tabla presenta los precios promedio ponderado de nuestra capacidad o energía despachada, según corresponda, para los períodos señalados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
Resolución SEE 21/2016			
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	29,36	29,36	29,36
Precio de energía USD/MWh(1)(2)	8,50	8,50	8,50
Resolución SE 220/2007			
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	24,09	24,09	24,09
Precio de energía USD/MWh(1)(2)	8,75	8,75	8,75
Energía Plus(3)	67,40	60,00	60,00
Energía Base(4) (5)			
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	8,56	4,05	3,50
Precio de energía USD/MWh(1) (4)	5,40	4,57	4,57

- (1) Precio por electricidad vendida.
- (2) Precio promedio por MW calculado bajo el supuesto de generación por combustión de gas natural.
- (3) Calculado como el promedio simple de todos los contratos de compraventa de energía en vigencia conforme a este marco regulatorio.
- (4) Precio promedio por MW calculado bajo el supuesto de generación por combustión de gas natural correspondiente a Central Térmica M. Maranzana, Central Térmica La Banda, Central Térmica Riojana y GROS A.
- (5) Desde febrero 2021 los precios por MW son en Pesos de acuerdo a la Res 440/21 y están dolarizados al tipo de cambio oficial de cierre de cada mes respectivamente.

Fluctuaciones del tipo de cambio

A partir de febrero de 2017, todas las tasas contempladas en nuestros CCEE se denominan en Dólares Estadounidenses y se pagan en Pesos. En virtud del marco regulatorio dispuesto por las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, incluso en los contratos firmados bajo la Resolución SEE 287/2017, las tasas denominadas en Dólares Estadounidenses se convierten a Pesos al tipo de cambio publicado por el BCRA de conformidad con la Comunicación “A” 3500 el cuarentésimo segundo día hábil siguiente a la fecha de la factura en vez de a la fecha efectiva de pago. En caso que CAMMESA realice los pagos en un plazo superior a la fecha de vencimiento, fluctuaciones en el tipo de cambio podrían tener un impacto negativo en nuestros resultados en la medida en que exista una devaluación del Peso entre la fecha de vencimiento y la fecha efectiva de pago. Asimismo, los agentes generadores son remunerados con intereses compensatorios por la mora incurrida.

En el marco del programa Energía Plus, las facturas expresadas en Dólares Estadounidenses se pagan en Pesos al tipo de cambio al cierre del Banco de la Nación Argentina vigente el día anterior al pago efectivo de las facturas. Los ciclos de facturación y cobro en el marco del programa Energía Plus son significativamente más cortos, lo cual disminuye el impacto negativo generado por fluctuaciones en el tipo de cambio.

Una parte importante de nuestros costos operativos y de nuestra deuda se denomina en Dólares Estadounidenses, lo cual creemos genera una cobertura natural frente a fluctuaciones en el tipo de cambio.

Nuestros resultados operativos se han visto –y continuarán viéndose- afectados por la fluctuación del tipo de cambio del Peso en relación con el Dólar Estadounidense. La depreciación del Peso se traduce en mayores ingresos en Pesos correspondiente a las tasas denominadas en Dólares Estadounidenses. Sin embargo, tal devaluación tiene un impacto negativo en el resultado neto de nuestros activos financieros denominados en Pesos.

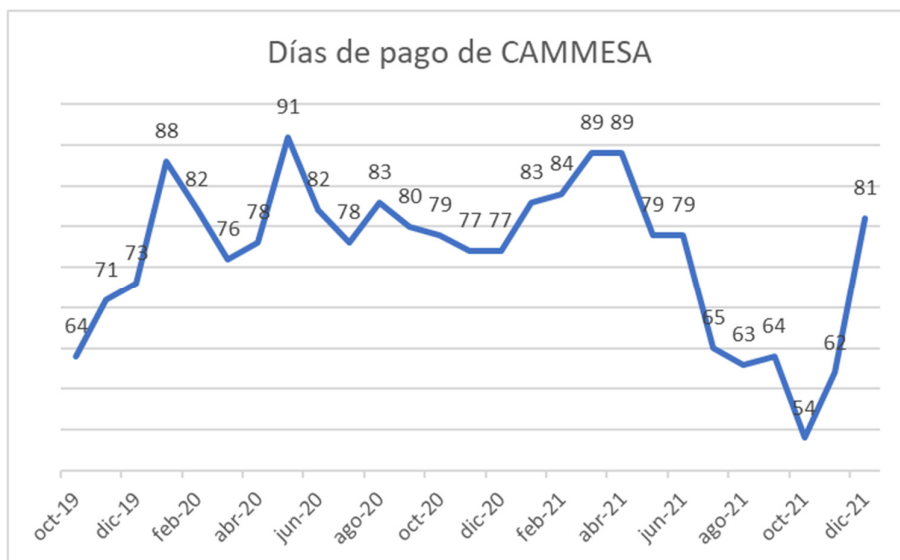
Facturación y cobro

En virtud de los procedimientos estipulados por CAMMESA tenemos derecho a recibir los pagos al tercer día hábil posterior al cual CAMMESA recibe el pago de los agentes deudores (Distribuidoras, Grandes Usuarios). Dichos agentes deudores tienen un plazo de pago estipulado regulatoriamente en 39 días. En un escenario normalizado los agentes acreedores (generadores de energía) deberían recibir pagos a los 41 días del cierre de la transacción económica mensual que ocurre el primer día de cada mes.

En virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017 y la SE 220/2007. Por su parte, en virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017. En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias en el sector eléctrico argentino que afectaron la rentabilidad y viabilidad económica de los servicios públicos de energía, algunos agentes del MEM incumplieron con sus pagos a CAMMESA, lo cual afectó la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus obligaciones de pago a las empresas generadoras de electricidad, entre las que nos encontramos. Debido a que los pagos de CAMMESA se efectivizan en Pesos, toda demora en su pago genera un riesgo cambiario dado que las facturas se expresan en Dólares Estadounidenses, conforme se describe en *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—Las fluctuaciones en el valor del peso argentino podrían afectar negativamente la economía argentina”*. Asimismo, tales demoras en el pago pueden traducirse en mayores requerimientos de capital circulante que el que comúnmente necesitaríamos para financiar con fuentes propias.

En virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio del programa Energía Plus, comúnmente emitimos facturas en forma mensual y el correspondiente tomador las cancela entre los 20 y 30 días desde su emisión. Nuestras tasas y facturas se emiten en Dólares Estadounidenses, pero se cancelan en Pesos, siendo el tomador quien suele cubrir cualquier fluctuación en el tipo de cambio que resulte de cualquier mora en el pago.

Si bien los plazos de pago de CAMMESA empeoraron desde octubre de 2019, la pandemia ha profundizado esta tendencia. Producto de importantes demoras en la cobranza a distribuidoras, grandes usuarios y contribuciones del Tesoro Nacional, CAMMESA ha incrementado los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos. Para el segundo semestre de 2021, los plazos promedio están en torno a los 65 días. A continuación, se expone un gráfico con el ciclo de pago de CAMMESA en términos de la cantidad de días que CAMMESA tardó en cancelar los saldos cada mes desde octubre de 2019 hasta diciembre de 2021.



4. Análisis de Riesgos de Mercado

Estamos expuestos a riesgos de mercado principalmente en materia de tasa de interés, fluctuaciones en el tipo de cambio y precios de los commodities, lo cual podría tener un impacto negativo en el valor de nuestros activos y pasivos financieros o en nuestros ingresos. Ver la nota 5 a los estados financieros de las Compañías al

31 de diciembre de 2021 auditados. A la fecha del presente Prospecto, no tenemos instrumentos financieros derivados.

Riesgo por fluctuaciones en el tipo de cambio

Al 31 de diciembre de 2021, teníamos una deuda financiera denominada en Dólares Estadounidenses de \$74.881.270 miles (US\$ 728.983 miles). Una depreciación del 1% del Peso respecto del Dólar Estadounidense, luego del impacto de dicha fluctuación en nuestros activos y pasivos financieros expresados en moneda extranjera, resultaría en una pérdida de aproximadamente \$748.813 miles.

Riesgo por cambios en la tasa de interés

Al 31 de diciembre de 2021, teníamos una deuda financiera de \$13.269.329 miles (USD 129.178 miles) sujeta a tasa de interés variable. Un incremento de 100 puntos básicos en la tasa de interés aplicable a dicho endeudamiento hubiese incrementado los servicios de deuda pagaderos en los últimos 12 meses en aproximadamente \$132.693 miles.

Riesgo por cambios en el precio de los commodities

Durante el año 2015, los resultados de nuestros negocios vinculados a la generación de energía conforman prácticamente la totalidad de todo nuestro EBITDA Ajustado. En virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, tenemos la obligación de obtener nuestro combustible, principalmente gas natural. En abril de 2016, la Secretaría de Energía promulgó la Resolución SE 41/2016 que aumentó el precio del gas natural en aproximadamente un 80%. Este incremento en el precio impactó negativamente en nuestro EBITDA Ajustado derivado del marco regulatorio del programa Energía Plus. Actualmente no contamos con ningún tipo de cobertura frente a una baja en el precio de la energía o aumento del gas. A diferencia de la Resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, no trasladamos el costo del combustible a CAMMESA.

II. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE CTR

El siguiente apartado se encuentra basado en los Estados Financieros de CTR y deberá leerse en forma conjunta con ellos. El siguiente apartado contiene declaraciones hacia el futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y consideraciones. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de los tratados en las declaraciones hacia el futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen los que se discuten a continuación y en otros apartados del presente Prospecto, particularmente en el apartado denominado “Factores de Riesgo”.

a) ESTADOS FINANCIEROS

Bases de preparación y presentación de los estados financieros

Los Estados Financieros de CTR, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la FACPCE que adoptan de las NIIF, incluyendo la NIC 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del CINIIF, y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV.

Estimaciones financieras

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la gerencia de una sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. La gerencia de CTR realiza estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, las provisiones para contingencias, y el reconocimiento de ingresos. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los correspondientes estados financieros.

Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros finalizados al 31 de diciembre de 2021 de CTR fueron preparados en Dólares Estadounidenses que es la moneda funcional de la Compañía, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan las entidades y se presenta en pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV.

CTR ha cambiado su moneda funcional de Pesos a Dólares Estadounidenses a partir del 1 de abril de 2021 como consecuencia del cambio en los sucesos y condiciones relevantes para sus operaciones comerciales. Ver nota “Nota 3: Bases de presentación” a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021.

Consideración de los efectos de la inflación

Los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido auditados. Para el presente Prospecto, los mismos fueron actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2020.

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

Información comparativa

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020 surge de los Estados Financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 (auditados) de CTR con fecha 10 de marzo de 2022, los cuales se encuentran publicados en la AIF bajo el ID 2863250.

La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 surge de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 (auditados) de CTR con fecha 16 de marzo de 2021, a disposición de los inversores en AIF bajo el ID 2723380, actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2020.

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de operaciones de CTR correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Ingresos por ventas	3.693.654	3.251.998	4.058.069
Costo de ventas	(1.040.448)	(943.961)	(1.213.993)
Resultado bruto	2.653.206	2.308.037	2.844.076
Gastos de comercialización	(110.426)	(64.383)	(47.382)
Gastos de administración	(230.353)	(216.554)	(320.186)
Otros ingresos y egresos operativos	-	36.491	(17)
Resultado operativo	2.312.428	2.063.591	2.476.491
Ingresos financieros	232.167	562.022	679.040
Gastos financieros	(1.268.188)	(1.493.540)	(1.642.504)
Otros resultados financieros	(182.559)	(261.908)	(195.697)
Resultados financieros	(1.218.580)	(1.193.426)	(1.159.161)
Resultado antes de impuestos	1.093.848	870.165	1.317.330
Impuesto a las ganancias	(1.220.044)	(341.640)	517.886
(Pérdida) / Ganancia neta del ejercicio	(126.197)	528.525	1.835.216
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultado</i>			
Plan de beneficios	(1.102)	1.274	552
Revalúo de propiedades, planta y equipo	(111.262)	630.632	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	28.091	(157.977)	(193)
Cambio de alícuota sobre el impuesto a las ganancias - revalúo propiedad, planta y equipo	-	-	(343.580)
Diferencias de conversión	-	-	706.133
Otros resultados integrales del ejercicio	(84.273)	473.929	362.912
Total de resultados integrales del ejercicio	(210.470)	1.002.454	2.198.128

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación patrimonial de CTR al 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021.

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Activo			
Activo no corriente			
Propiedades, plantas y equipos	12.214.974	12.236.925	14.165.629
Otros créditos	38.032	68.970	97.723
Total activo no corriente	12.253.005	12.305.895	14.263.352
Activo corriente			
Inventarios	36.791	44.534	85.757
Otros créditos	547.154	1.781.875	2.454.954
Créditos por ventas	2.113.488	905.170	1.011.743
Efectivo y equivalentes de efectivo	865.640	550.994	52.941
Total de activo corriente	3.563.073	3.282.573	3.605.395
Total de activo	15.816.078	15.588.468	17.868.747
Patrimonio			
Capital social	73.070	73.070	73.070
Ajuste de capital	634.761	634.761	634.761
Reserva legal	16.740	16.740	16.740
Reserva facultativa	315.501	315.501	315.501
Reserva especial RG 777/18	1.244.948	1.173.312	939.911
Reserva por revalúo técnico	987.379	1.403.537	1.124.340
Otros resultados integrales	(1.897)	(940)	(581)
Resultados no asignados	(886.940)	(229.964)	2.324.201
Reserva por conversión	-	-	156.202
Total del patrimonio neto	2.383.563	3.386.017	5.584.145
Pasivo			
Pasivo no corriente			
Pasivo neto por impuesto diferido	2.021.083	2.520.700	2.975.012
Plan de beneficios definidos	9.231	7.478	9.501
Préstamos	7.544.110	6.980.299	7.420.749
Total del pasivo no corriente	9.574.423	9.508.477	10.405.262
Pasivo corriente			
Otras deudas	-	-	7.576
Deudas fiscales	95.210	169.944	166.670
Deudas sociales	18.880	20.729	31.933
Plan de beneficios definidos	141	2.692	76
Instrumentos financieros derivados	-	-	259
Préstamos	2.078.625	2.349.667	1.540.577
Deudas comerciales	1.665.236	150.942	132.249
Total del pasivo corriente	3.858.092	2.693.974	1.879.340
Total del pasivo	13.432.516	12.202.451	12.284.602
Total del pasivo y patrimonio	15.816.078	15.588.468	17.868.747

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta el estado de cambios en el patrimonio de CTR al 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021.

	Al 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Capital social	73.070	73.070	73.070
Ajuste de capital	634.761	634.761	634.761
Reserva legal	16.740	16.740	16.740
Reserva facultativa	315.501	315.501	315.501
Reserva especial RG 777/18	1.244.948	1.173.312	939.911
Reserva por revalúo técnico	987.379	1.403.537	1.124.340
Otros resultados integrales	(1.897)	(940)	(581)
Resultados no asignados	(886.940)	(229.964)	2.324.201
Reserva por conversión	-	-	156.202
Total del patrimonio neto	2.383.563	3.386.017	5.584.145

Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo de CTR al 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021.

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	445.199	865.640	550.994
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	2.365.662	2.055.228	3.114.899
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(519.194)	(1.357.504)	(233.977)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(1.724.262)	(1.373.325)	(3.416.017)
RECPAM	201.863	155.761	-
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	96.372	205.194	83.141
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	(46.099)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	865.640	550.994	52.941

Otra información contable (expresada en miles de Pesos)

En la siguiente tabla se concilia nuestro EBITDA Ajustado con nuestros resultados operativos en virtud de las NIIF, para los ejercicios indicados:

	Al 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Resultado operativo	2.312.428	2.063.591	2.476.491
Depreciaciones	751.210	704.134	860.995
EBITDA Ajustado (No auditado)	3.063.638	2.767.725	3.337.486

b) INDICADORES FINANCIEROS

La siguiente tabla muestra información complementaria seleccionada consolidada no ajustada a las NIIF de CTR para los ejercicios indicados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,92	1,22	1,92
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,18	0,28	0,45
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,77	0,79	0,80
Rentabilidad financiera (Resultado del ejercicio anualizado / Patrimonio promedio) (No auditado)	(0,05)	0,18	0,41
Endeudamiento (Deudas financieras / EBITDA anualizado) (No auditado)	3,35	3,37	2,69
Ratio de cobertura de intereses (EBITDA anualizado/ intereses financieros devengados anualizados) (No auditado)	3,87	3,16	3,12
Margen EBITDA (EBITDA anualizado / Ventas anualizadas) (No auditado)	0,83	0,85	0,82

c) CAPITALIZACION Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de CTR para los ejercicios indicados.

	Al 31 de diciembre de		
	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Efectivo y equivalentes de efectivo	865.640	550.994	52.941
Deudas financieras corrientes			
Sin Garantía	1.397.220	399.343	470.519
Con Garantía	681.405	1.950.324	1.070.058
Total deudas financieras corrientes	2.078.625	2.349.667	1.540.577
Deudas financieras no corrientes			
Sin Garantía	423.655	13.804	5.627.348
Con Garantía	7.120.455	6.966.495	1.793.401
Total deudas financieras no corrientes	7.544.110	6.980.299	7.420.749
Endeudamiento total	9.622.735	9.329.966	8.961.326
Patrimonio	2.383.563	3.386.017	5.584.145
Capitalización y Endeudamiento	12.006.298	12.715.983	14.545.471

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

		Al 31 de diciembre de		
Deudas financieras	Moneda de denominación	2019	2020	2021
		(en miles de pesos)		
Arrendamiento financiero	AR\$	42.091	29.692	17.838
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	2.130.270	1.650.372	1.171.524
Bono internacional	USD	5.899.630	6.110.390	7.298.758
Otros préstamos bancarios	AR\$ y USD	1.550.744	1.539.512	473.206
Total deuda		9.622.735	9.329.966	8.961.326

Deuda de CTR

Contrato BAPRO

El 22 de diciembre de 2020, CTR, como prestataria, celebró un contrato de préstamo con Banco Provincia, como prestamista, por un monto de capital total de Pesos 746 millones para fines relacionados con el capital de trabajo de CTR. La línea de crédito tiene un plazo aproximado de 18 meses. El préstamo devenga intereses a una tasa BADLAR ajustada, pagaderos mensualmente. El saldo al 31 de diciembre de 2021 es de Pesos 354 millones.

d) CAPITAL SOCIAL

A la fecha de este Prospecto, el capital social de CTR es de \$73.070.470, representado por \$73.070.470 acciones clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción, las cuales se encuentran totalmente integradas. Las acciones de CTR no se encuentran autorizadas a la oferta pública.

El 30 de diciembre de 2013 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de CTR decidió aumentar el capital social en la suma de \$6.706.517, quedando el mismo en la suma informada de \$73.070.470, encontrándose inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 8518 L° 68, T° - de sociedad por acciones en la fecha 15 de mayo de 2014.

e) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

Obligaciones Negociables Clase XIII

Con fecha 10 de enero de 2022, GEMSA, junto con CTR emitieron las Obligaciones Negociables Clase XIII, denominadas, a ser integradas y pagaderas en Dólares Estadounidenses, a tasa de interés fija, con vencimiento el 10 de enero de 2024, por un valor nominal de U\$S 14.065.308. El capital será amortizado íntegramente en la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XIII. El capital no amortizado devengará intereses a una tasa de interés del 7,5%, la cual será pagada de forma semestral con fechas 10 de julio de 2022, 10 de enero de 2023, 10 de julio de 2023 y 10 de enero de 2024.

f) RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

1. Resultados Operativo

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020

Ventas

Las ventas netas ascendieron a \$4.048.069 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, comparado con los \$3.251.998 miles del ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$806.071 miles o 25%.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el despacho de energía fue de 1.150.910 MWh, lo que representa un aumento de 4.191 MWh comparado con los 1.146.719 MWh del ejercicio 2020.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2020	2021	Var.	Var. %
	MWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	1.143.947	1.147.631	3.684	0%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	2.772	3.279	507	18%
	1.146.719	1.150.910	4.191	0%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de Pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2020	2021	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	3.243.216	4.037.907	794.691	25%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	8.782	20.162	11.380	130%
	3.251.998	4.058.069	806.071	25%

A continuación, se describen los principales ingresos de CTR, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con el ejercicio 2020:

- (iv) \$4.048.069 miles por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 220/07, lo que representó un aumento del 25% respecto de los \$3.251,998 miles del ejercicio 2020. Dicha variación se explica principalmente por el efecto neto entre un aumento en el despacho de energía, un incremento en el tipo de cambio.

Costos de ventas

Los costos de venta totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron de \$1.213.993 miles comparado con \$943.961 miles del ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$270.032 miles o 29%.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2020	2021	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(19.638)	(44.821)	(25.183)	128%
Sueldos y cargas sociales y otros beneficios al personal	(119.963)	(150.462)	(30.499)	25%
Plan de beneficios definidos	(1.428)	(1.633)	(205)	14%
Servicios de mantenimiento	(40.283)	(67.439)	(27.156)	67%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(704.134)	(860.995)	(156.861)	22%
Vigilancia y porteria	(8.584)	(8.757)	(173)	2%
Seguros	(29.217)	(50.681)	(21.464)	73%
Impuestos, tasas y contribuciones	(10.508)	(13.702)	(3.194)	30%
Otros	(10.206)	(15.503)	(5.297)	52%
Costo de ventas	(943.961)	(1.213.993)	(270.032)	29%

A continuación, se describen los principales costos de venta de CTR, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con el ejercicio 2020:

- (i) \$860.995 miles por depreciación de bienes de uso, lo que representó un aumento del 22% respecto de los \$704.134 miles del ejercicio 2020. Esta variación se origina, principalmente, por el efecto de la amortización correspondiente al Revalúo Técnico efectuado en junio y diciembre 2020. Este punto no implica una salida de caja.
- (ii) \$150.462 miles por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un aumento del 25% respecto de los \$119.963 miles para el ejercicio 2020. Dicha variación se explica por los incrementos salariales.
- (iii) \$67.439 miles por servicios de mantenimiento, lo que represento una disminución de costos del 67% respecto de los \$40.283 miles para el ejercicio 2020. Esto se debe, a que con fecha 15 de noviembre de 2020 se firmó la adenda al contrato de mantenimiento con GE, modificando las condiciones de contrato. Dicho contrato, implica que, durante 2020, se harán inspecciones en las turbinas, cambiando repuestos para prolongar la vida útil de los equipos.

Resultado bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a \$2.844.075 miles comparado con \$2.308.037 miles del ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$536.038 miles o 23%. Dicha variación se explica principalmente por un aumento de ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$47.382 miles comparado con \$64.383 miles del ejercicio 2020, lo que equivale a una disminución de \$17.001 miles o 26%.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:		Var.	Var. %
	2020	2021		
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(64.383)	(47.382)	17.001	(26%)
Gastos de comercialización	(64.383)	(47.382)	17.001	(26%)

El principal componente de los gastos de comercialización de CTR es el siguiente:

- (i) \$47.382 miles por impuesto, tasas y contribuciones, lo que representó una disminución del 26% respecto de los \$64.383 miles del ejercicio 2020. Dicha variación se debe al efecto de la reexpresión por el IPC de los gastos por impuesto, tasas y contribuciones correspondientes al período 2020, fue mayor.

Gastos de administración

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$320.186 miles lo que representó un aumento del 48%, comparado con \$216.554 miles del ejercicio 2020.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:		Var.	Var. %
	2020	2021		
	(en miles de pesos)			
Honorarios y retribuciones por servicios	(205.758)	(296.417)	(90.659)	44%
Honorarios directores	-	(7.576)	(7.576)	100%
Alquileres	(4.544)	(9.283)	(4.739)	104%
Viajes y movilidad y gastos de representación	(2.461)	(53)	2.408	(98%)
Donaciones	(131)	-	131	(100%)
Diversos	(3.660)	(6.857)	(3.197)	87%
Gastos de administración	(216.554)	(320.186)	(103.632)	48%

Los principales componentes de los gastos de administración de CTR son los siguientes:

- (i) \$296.417 miles en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 44% comparado con los \$205.758 miles correspondientes al ejercicio 2020. Dicha variación se debe a los aumentos de la facturación de servicios administrativos realizados por RGA.

Otros egresos operativos:

Los otros egresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$17 miles lo que representó un aumento del 100%, comparado con el ejercicio 2020. Dichos gastos corresponden a la condonación de préstamos otorgados a directores durante 2021.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a \$2.476.491 miles comparado con \$2.063.591 miles del ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$412.900,0 miles o un 20%.

Resultados financieros y por tenencia, netos

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 totalizaron una pérdida de \$1.159.161 miles, comparado con una pérdida de \$1.193.426 miles del ejercicio 2020,

representando una disminución del 3%. La variación se debe principalmente al efecto de la variación en el tipo de cambio y a la variación de intereses por préstamos.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2020	2021	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales netos	(50.789)	118.506	169.295	(333%)
Intereses por préstamos	(876.183)	(1.070.650)	(194.467)	22%
Gastos y comisiones bancarias	(4.546)	(11.320)	(6.774)	149%
Diferencia de cambio neta	(2.380.436)	(214.250)	2.166.186	(91%)
Diferencia de cotización UVA	-	(25.432)	(25.432)	100%
RECPAM	2.109.943	-	(2.109.943)	(100%)
Otros resultados financieros	8.585	43.985	35.400	412%
Resultados financieros y por tenencia, netos	(1.193.426)	(1.159.161)	34.265	(3%)

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$1.170.650 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 22% respecto de los \$876.183 miles de pérdida del ejercicio 2020, producto de los nuevos instrumentos financieros tomados entre ambos ejercicios y la variación del tipo de cambio.
- (ii) \$214.250 miles de pérdida por diferencia de cambio neta, lo que representó una disminución del 91% respecto de los \$2.380.436 miles de pérdida del ejercicio 2020. La variación se debe, principalmente, a que la Sociedad ha cambiado su moneda funcional de pesos a dólares en 2021, que produce una posición activa en pesos por el ejercicio al 31 de diciembre 2021, la cual genera menos diferencial cambiario con respecto a la posición pasiva en dólares por el ejercicio al 31 de diciembre 2020.
- (iii) \$2.109.943 millones de variación por RECPAM, lo que representó una disminución del 100%. La variación se debe al cambio de moneda funcional aplicado en la sociedad.
- (iv) \$118.506 miles de ganancia por intereses comerciales, lo que representó una variación de \$169.295 respecto de los \$50.789 miles de pérdida del ejercicio 2020. La variación se principalmente a la disminución de los intereses comerciales perdidos con RGA con respecto al ejercicio 2020.

Resultado neto

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, CTR registra una ganancia antes de impuestos de \$1.317.330 miles, comparada con los \$870.165 miles de ganancia del ejercicio 2020, lo que representa un aumento del 51%. Dicha variación se explica principalmente por la variación de las ventas y costos de ventas y la variación del tipo de cambio.

El resultado positivo de impuesto a las ganancias fue de \$517.886 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con los \$341.640 miles de pérdida del ejercicio 2020. Dicha variación se explica, principalmente, a que se ha registrado el reconocimiento del ajuste por inflación impositivo sobre los quebrantos acumulados. Dicha variación, además, se encuentra neteada por la registración del impacto que genera el cambio de alícuota, a partir de las modificaciones introducidas por la ley 27.630, en los saldos de activos y pasivos diferidos netos.

Obteniendo así una ganancia después de impuesto a las ganancias de \$1.835.216 miles comparado con los \$528.525 miles de ganancia del ejercicio 2020.

Resultados integrales del ejercicio

La ganancia por los otros resultados integrales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$362.912 miles, representando una disminución del 23% respecto a los \$473.929 miles ejercicio de 2020. Dicha variación se debe a que los resultados del ejercicio 2020 incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado diciembre 2020 y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias, durante el ejercicio 2021 no se registró revalúo de propiedades, plata y equipo. Los resultados del ejercicio 2021 incluyen el efecto de las diferencias de conversión por moneda funcional dólar y el efecto por el cambio de alícuota sobre el impuesto a las ganancias en el Revalúo propiedades, planta y equipo.

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$2.198.128 miles, representando un aumento de 119% respecto de la ganancia integral del ejercicio de 2020, de \$1.002.454 miles.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Ventas

Las ventas netas ascendieron a \$3.251.998 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, comparado con los \$3.693.654 miles del ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$441.656 miles o 12%.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, el despacho de energía fue de 1.146.719 MWh, lo que representa un aumento del 4% comparado con los 1.100.820 MWh del ejercicio 2019.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	MW			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	1.085.564	1.143.947	58.383	5%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	15.256	2.772	(12.484)	(82%)
	1.100.820	1.146.719	45.899	4%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de Pesos):

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	3.685.339	3.243.216	(442.123)	(12%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	8.315	8.782	467	6%
	3.693.654	3.251.998	(441.656)	(12%)

A continuación, se describen los principales ingresos de CTR, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con el ejercicio 2019:

- (i) \$3.243.216 miles por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 220/07, lo que representó un aumento del 12% respecto de los \$3.685.339 miles del ejercicio 2019. Dicha variación se explica principalmente por el efecto neto entre un aumento en el despacho de energía, un incremento en el tipo de cambio y a que el efecto de la reexpresión por el IPC en las ventas de energía y potencia correspondientes al ejercicio 2019 fue mayor al aumento en el despacho de energía e incremento en el tipo de cambio en el mismo ejercicio 2020.

Costos de ventas

Los costos de venta totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$943.961 miles comparado con \$1.040.448 miles del ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$96.487 miles o 9%.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2020	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(9.470)	(19.638)	(10.168)	107%
Sueldos y cargas sociales y otros beneficios al personal	(121.005)	(119.963)	1.042	(1%)
Plan de beneficios definidos	(1.440)	(1.428)	12	(1%)
Servicios de mantenimiento	(96.865)	(40.283)	56.582	(58%)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(751.210)	(704.134)	47.076	(6%)
Vigilancia y porteria	(7.993)	(8.584)	(591)	7%
Seguros	(29.533)	(29.217)	316	(1%)
Impuestos, tasas y contribuciones	(11.303)	(10.508)	795	(7%)
Otros	(11.629)	(10.206)	1.423	(12%)
Costo de ventas	(1.040.448)	(943.961)	96.487	(9%)

A continuación, se describen los principales costos de venta de CTR, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con el ejercicio 2019:

- (i) \$704.134 miles por depreciación de bienes de uso, lo que representó una disminución del 6% respecto de los \$751.210 miles del ejercicio 2019. Esta variación se origina, principalmente, por el efecto de la amortización correspondiente al Revalúo Técnico efectuado en junio y diciembre 2019. Este punto no implica una salida de caja.
- (ii) \$119.963 miles por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó una disminución del 1% respecto de los \$121.005 miles para el ejercicio 2019. A pesar de que hubo incrementos salariales, el efecto de la reexpresión por el IPC de los gastos en sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, correspondientes al ejercicio 2019, fue mayor.
- (iii) \$40.283 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó una disminución de costos del 58% respecto de los \$96.865 miles para el ejercicio 2019. Esto se debe, a que con fecha 15 de noviembre de 2019 se firmó la adenda al contrato de mantenimiento con GE, modificando las condiciones de contrato. Dicho contrato, implica que, durante 2020, se harán inspecciones en las turbinas, cambiando repuestos para prolongar la vida útil de los equipos.

Resultado bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a \$2.308.037 miles comparado con \$2.653.206 miles del ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$345.169 miles o 13%. Dicha variación se explica principalmente por una disminución en los costos de ventas, atenuado por el incremento en el tipo de cambio y el aumento en el despacho de energía.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a \$64.383 miles comparado con \$110.426 miles del ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$46.043 miles o 42%.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2020	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(110.426)	(64.383)	46.043	(42%)
Gastos de comercialización	(110.426)	(64.383)	46.043	(42%)

El principal componente de los gastos de comercialización de CTR es el siguiente:

- (i) \$64.383 miles por impuesto, tasas y contribuciones, lo que representó una disminución del 42% respecto de los \$110.426 miles del ejercicio 2019. La disminución acompaña la variación en las ventas del presente ejercicio respecto al anterior.

Gastos de administración

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a \$216.554 miles lo que representó una disminución del 6%, comparado con \$230.353 miles del ejercicio 2019.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2020	Var.	Var. %
(en miles de pesos)				
Honorarios y retribuciones por servicios	(221.783)	(205.758)	16.025	(7%)
Alquileres	(4.501)	(4.544)	(43)	1%
Viajes y movilidad y gastos de representación	(2.090)	(2.461)	(371)	18%
Donaciones	(161)	(131)	30	(19%)
Diversos	(1.818)	(3.660)	(1.842)	101%
Gastos de administración	(230.353)	(216.554)	13.799	(6%)

Los principales componentes de los gastos de administración de CTR son los siguientes:

- (i) \$205.758 miles en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó una disminución del 7% comparado con los \$221.783 miles correspondientes al ejercicio 2019. Dicha variación se debe a la facturación de servicios administrativos realizados por RGA. A pesar de que hubo incrementos en la facturación de servicios administrativos realizados por RGA, el efecto de la reexpresión por el IPC de los gastos por honorarios y retribuciones por servicios correspondientes al ejercicio 2019, fue mayor.

Resultado operativo

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a \$2.063.591 miles comparado con \$2.312.428 miles del ejercicio 2019, lo que equivale a una disminución de \$248.837 miles o un 11%.

Resultados financieros y por tenencia, netos

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 totalizaron una pérdida de \$1.193.426 miles, comparado con una pérdida de \$1.218.580 miles del ejercicio 2019, representando una disminución del 2%. La variación se debe principalmente al efecto del ajuste por inflación, al efecto de la variación en el tipo de cambio, cambios en el valor razonable de instrumentos financieros y a la variación de intereses por préstamos.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2019	2020	Var.	Var. %
(en miles de pesos)				
Intereses comerciales netos	46.683	(50.789)	(97.472)	(209%)
Intereses por préstamos	(1.077.731)	(876.183)	201.548	(19%)
Gastos y comisiones bancarias	(4.973)	(4.546)	427	(9%)
Diferencia de cambio neta	(4.031.855)	(2.380.436)	1.651.419	(41%)
RECPAM	3.854.108	2.109.943	(1.744.165)	(45%)
Otros resultados financieros	(4.812)	8.585	13.397	(278%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(1.218.580)	(1.193.426)	25.154	(2%)

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$2.380.436 miles de pérdida por diferencia de cambio neta, lo que representó una disminución del 41% respecto de los \$4.031.855 miles de pérdida del ejercicio 2019. La variación se debe, principalmente, a que en el ejercicio de 2020 el aumento del tipo de cambio fue menor (41%) al aumento en el mismo ejercicio 2019 (59%).
- (ii) \$876.183 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó una disminución del 19% respecto de los \$1.077.731 miles de pérdida del ejercicio 2019. A pesar de que el tipo de cambio

aumento, se refleja una disminución de los intereses por préstamos debido al efecto de la reexpresión por el IPC de dichos resultados correspondientes al ejercicio 2019.

- (iii) \$2.109.943 miles de resultado positivo por RECPAM, lo que represento una disminución de un 45% respecto de los \$3.854.108 miles de resultado por RECPAM del ejercicio 2019 debido, al efecto de la reexpresión por el IPC de los resultados correspondientes al ejercicio 2019.
- (iv) \$50.789 miles de pérdida por intereses comerciales, lo que representó una disminución del 209 % respecto de los \$46.683 miles de ganancia del ejercicio 2019. La variación se explica principalmente al aumento de los intereses comerciales perdidos con RGA con respecto al ejercicio 2019.

Resultado neto

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, CTR registra una ganancia antes de impuestos de \$870.165 miles, comparada con los \$1.093.848 miles de ganancia del ejercicio 2019, lo que representa una disminución del 20%. Dicha variación se explica principalmente en la variación del tipo de cambio, a cambios en el valor razonable de instrumentos financieros y a la variación de intereses por préstamos.

El resultado negativo de impuesto a las ganancias fue de \$341.640 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con los \$1.220.044 miles de ganancia del ejercicio 2019. Obteniendo así una ganancia después de impuesto a las ganancias de \$528.525 miles comparado con los \$126.197 miles de ganancia del ejercicio 2019.

Resultados integrales del ejercicio

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$473.929 miles positivos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, representando un aumento del 662% respecto del mismo ejercicio de 2019, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado al 31 de diciembre de 2020 y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias.

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$1.002.454 miles, representando un aumento de 576% respecto de la pérdida integral del ejercicio de 2019, de \$210.470 miles.

2. Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes de Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de CTR son:

- fondos generados por las operaciones de los activos de generación;
- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaciones que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por CTR.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de CTR (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

Flujo de Efectivo

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación en miles de Pesos:

	2019	2020	2021
	(en miles de pesos)		
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	445.199	865.640	550.994
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	2.365.662	2.055.228	3.114.899
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(519.194)	(1.357.504)	(233.977)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(1.724.262)	(1.373.325)	(3.416.017)
RECPAM	201.863	155.761	-
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	96.372	205.194	83.141
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	(46.099)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	865.640	550.994	52.941

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se generaron fondos netos por \$3.114.899 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$3.335.375 miles, absorbido principalmente por un aumento en otros créditos de \$192.420 miles, compensado por una disminución en deudas fiscales de \$107.448 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$233.977 miles, principalmente a préstamos otorgados \$848.140 miles compensado por préstamos cobrados \$610.633 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$3.416.037 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$2.244.676 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$5.640.019 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, se generaron fondos netos por \$2.055.228 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$2.733.819 miles, absorbido principalmente por una disminución en créditos por ventas y otros créditos de \$1.635.090 miles, compensado por una disminución en deuda comercial de \$2.306.303 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$1.357.504 miles, principalmente a préstamos otorgados \$1.993.326 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$1.373.325 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$110.334 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$1.483.659 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, se generaron fondos netos por \$2.365.662 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$3.060.105 miles, absorbido principalmente por un aumento en créditos por ventas de \$781.142 miles, compensado por una disminución en deuda comercial de \$229.183 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$519.194 miles, principalmente a préstamos otorgados \$1.409.245 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$1.724.262 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$693.276 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$2.514.083 miles.

Capital de trabajo

En nuestra opinión, nuestro capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Endeudamiento

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

		Al 31 de diciembre de		
Deudas financieras	Moneda de denominación	2019	2020	2021
		(en miles de pesos)		
Arrendamiento financiero	AR\$	42.091	29.692	17.838
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	2.130.270	1.650.372	1.171.524
Bono internacional	USD	5.899.630	6.110.390	7.298.758
Otros préstamos bancarios	AR\$ y USD	1.550.744	1.539.512	473.206
Total deuda		9.622.735	9.329.966	8.961.326

3. Información sobre Tendencias

Véase “Antecedentes Financieros de GEMSA – Información Sobre Tendencias” en este Prospecto.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables

A continuación, se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por las Sociedades en el marco del Programa. Dichos términos y condiciones generales serán aplicables a las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa, sin perjuicio de lo cual en los Suplementos correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión, los cuales complementarán los presentes términos y condiciones generales con relación a las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie. Los términos y condiciones de cada Clase o Serie deberán encuadrarse dentro de los términos y condiciones del Programa.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no, co-emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U\$S700.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al Dólar Estadounidense, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el Dólar Estadounidense.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en Pesos o en cualquier otra moneda o unidad de medida o valor, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser co-emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser co-emitidas en distintas clases, con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser co-emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se

especifique en los Suplementos correspondientes. También podrán emitirse Obligaciones Negociables vinculadas a un índice y/o una fórmula (como ser el caso de Obligaciones Negociables denominadas en Unidades de Valor Adquisitivo actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV), devengando intereses a una tasa fija o variable o sujetos a la evolución de un activo financiero o sin devengar intereses o una combinación de tales condiciones, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, el capital de las Obligaciones Negociables devengará intereses compensatorios desde (e incluyendo) la fecha de emisión de las mismas, y hasta (y excluyendo) la fecha en que dicho capital sea amortizado. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los documentos correspondientes y, a menos que en dichos Suplementos se especifique lo contrario, para el cálculo de los mismos se considerará la cantidad real de días transcurridos tomando como base un año de 365 días (cantidad real de días transcurridos/365).

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todo importe adeudado bajo las Obligaciones Negociables que no sea abonado en su respectiva fecha de pago y en la forma estipulada, cualquiera fuera la causa o motivo de ello, devengará intereses punitivos sobre el importe impago desde la fecha en que dicho importe debería haber sido abonado, inclusive, y hasta la fecha de su efectivo pago, no inclusive, a la tasa de interés correspondiente al período de intereses en curso en ese momento (o en caso que la falta de pago en cuestión fuera luego de la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables en cuestión, a la tasa de interés que hubiera correspondido a un nuevo período de intereses calculada de la misma manera que la tasa de interés de cualquier otro período de intereses) incrementada en 200 puntos básicos (estableciéndose, sin embargo, que en el caso de Obligaciones Negociables que no devenguen intereses y, a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los intereses punitivos se devengarán a la tasa implícita de las Obligaciones Negociables en cuestión, incrementada en 200 puntos básicos). A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los intereses punitivos se capitalizarán mensualmente el último día de cada mes calendario y serán considerados, a partir de la fecha en que se produzca tal capitalización, como capital a todos los efectos que pudiera corresponder. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los importes que devenguen intereses conforme con este párrafo no devengarán intereses conforme con el párrafo anterior.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras realizarán los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, las Co-Emisoras, en el mismo momento en que efectúen la retención y/o deducción en cuestión, pagarán los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones (los “Montos Adicionales”).

Sin embargo, y a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras no abonarán los Montos Adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando: (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) cuando tales deducciones y/o retenciones resultan aplicables en virtud de una conexión entre el tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables; (iii) en la medida en que tal impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental no se hubiera impuesto y/o deducido y/o retenido de no ser por la omisión del tenedor de Obligaciones Negociables y/o de cualquier otra persona requerida por las normas aplicables, luego de transcurridos 30 días de así serle requerido por las Co-Emisoras por escrito, de proporcionar información, documentos u otras pruebas, en la forma y en las condiciones requeridas por las normas aplicables relativas a la nacionalidad, residencia, identidad, o en relación con una conexión con la Argentina de dicho tenedor o de dicha persona u otra información significativa si tales requisitos fueran exigidos o impuestos por las normas aplicables como una condición previa para una exención total o parcial de dicho impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental; (iv) cuando sea en relación con cualquier impuesto que grave la masa hereditaria, activo, herencia, donación, venta, transferencia o impuesto sobre los bienes personales o impuesto, contribución o carga gubernamental similar; (v) respecto de cualquier impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental que no fuera pagadera por vía de deducción o retención de los pagos

de las Obligaciones Negociables; (vi) respecto de impuestos que no habrían sido fijados si el tenedor hubiera presentado dicha Obligación Negociable para el cobro (cuando se requiera tal presentación) a otro agente de pago; (vii) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por las Co-Emisoras por haber actuado la misma como “obligado sustituto” del impuesto a los bienes personales argentino con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión y/o a cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (viii) cualquier combinación de (i) a (vii).

Tampoco se pagarán Montos Adicionales respecto de cualquier pago sobre cualquier Obligación Negociable a cualquier tenedor que fuera un fiduciario, sociedad de personas o cualquier persona que no sea el único titular beneficiario de dicho pago, si un beneficiario o fiduciante respecto de dicho fiduciario, un socio de tal sociedad de personas o el titular beneficiario de dicho pago no habría tenido derecho a los Montos Adicionales de haber sido el efectivo tenedor de dicha Obligación Negociable.

El Decreto N° 1.076/92 (modificado por el Decreto N° 1.157/92, y ambos ratificados por Ley N° 24.307) eliminó la exención al impuesto a las ganancias respecto de contribuyentes sujetos a las normas de ajuste impositivo por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (las sociedades anónimas-incluidas las sociedades anónimas unipersonales-, las sociedades en comandita por acciones, las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N° 27.349, constituidas en el país, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país, las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por parte de las utilidades no exentas del impuesto, las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1° de la Ley N° 22.016, los fideicomisos constituidos en el país conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación -excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea beneficiario del exterior -, los fondos comunes de inversión constituidos en el país no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1° de la Ley N° 24.083, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias (en adelante los “Sujetos-excluidos”)). Las Co-Emisoras en ningún caso pagarán los montos adicionales referidos más arriba a los tenedores que sean Sujetos-excluidos.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser co-emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo

El agente de registro de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los documentos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables serán, en su caso, efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, el correspondiente agente de registro anotará, en su caso, en el registro de las Obligaciones Negociables en cuestión todo gravamen y/o medida precautoria que se constituya sobre las mismas de acuerdo con cualquier instrucción escrita recibida del tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión y/o con cualquier orden dictada por un tribunal y/u otra autoridad competente.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser ingresadas en sistemas de depósito colectivo autorizados por las normas vigentes, en cuyo caso resultarán aplicables a las Obligaciones Negociables en cuestión los procedimientos aplicables del

sistema de depósito colectivo en cuestión (incluyendo, sin limitación, los relativos al depósito, registro, transferencias, gravámenes y medidas precautorias).

Las Co-Emisoras podrán, a su solo criterio, solicitar la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación a través de los sistemas de Euroclear S.A. y/o Clearstream Banking.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, “tenedor” de Obligaciones Negociables es aquel que, en la correspondiente fecha de determinación, figura como tal en el registro que a tal fin lleve el correspondiente agente de registro o surja del sistema de depósito colectivo, según corresponda.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso que cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, las Co-Emisoras, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirán un nuevo título en reemplazo del mismo.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en todos los casos el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión denunciará el hecho a las Co-Emisoras, a través de una nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la CNV o el BCRA, conforme el artículo 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación. Una vez presentada la denuncia, las Co-Emisoras suspenderán los efectos del título en cuestión y publicará un aviso en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación, por un día, en el cual se identificará: i) nombre; ii) documento de identidad; iii) domicilio especial del denunciante; iv) datos necesarios para la identificación de los títulos valores comprendidos; v) especie, numeración, valor nominal y cupón corriente de los títulos, en su caso; y vi) la citación a quienes se crean con derecho para deducir oposición, dentro de los sesenta días. Asimismo, las Co-Emisoras notificarán a CNV y a BYMA sobre el hecho.

Una vez pasados los sesenta días y no existiendo oposición alguna, las Co-Emisoras emitirán un certificado provisorio, o un nuevo título, en caso de tratarse de un título nominativo no endosable. Pasado un año de la entrega del certificado provisorio, las Co-Emisoras lo canjearán por un nuevo título definitivo, a todos los efectos legales, previa cancelación del original, excepto que medie orden judicial en contrario.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos conforme con esta cláusula serán obligaciones válidas de las Co-Emisoras y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de las Co-Emisoras que se detallan en el presente Prospecto, y los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión, conforme el artículo 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación.

Pagos

El agente de pago de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por las Co-Emisoras bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados por las Co-Emisoras a través del correspondiente agente de pago o sistema de depósito colectivo, según corresponda, de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago o sistema de depósito colectivo en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por las Co-Emisoras bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados con fondos de disponibilidad inmediata y mediante cheque o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la Argentina por los titulares registrales de las correspondientes Obligaciones Negociables. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registrados las Obligaciones Negociables al

final del quinto Día Hábil (según se define más adelante) anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto en cuestión.

Todos los pagos que las Co-Emisoras deban realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los Suplementos correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea Pesos, los pagos serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto.

Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los Suplementos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, si el correspondiente día de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, sin perjuicio de que se devengarán los correspondientes intereses hasta dicho Día Hábil inmediatamente posterior. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, se considerará “Día Hábil” cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo Obligaciones Negociables ingresadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuados de acuerdo con los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión.

Compromisos

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes (en los cuales se podrá modificar uno o más de los compromisos detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, establecer que uno o más de los mismos no serán aplicables en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, y/o agregar compromisos adicionales a los detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), las Co-Emisoras se obligan a cumplir los siguientes compromisos en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación:

Compromisos de Hacer

Estados Contables, Libros, Cuentas y Registros

Las Sociedades prepararán sus estados contables de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueran aplicados en la Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las normas de la CNV), y los mismos serán dados a conocer entre el público inversor a través de los medios previstos por las normas vigentes. Asimismo, las Sociedades llevarán libros, cuentas y registros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueran aplicados en la Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las normas de la CNV).

Personería Jurídica y Bienes

Las Sociedades deberán: (i) mantener vigente su personería jurídica; (ii) tomar todas las medidas necesarias para mantener todos los derechos, privilegios, títulos de propiedad, y otros derechos similares necesarios y/o convenientes para el normal desarrollo de sus negocios, actividades y/u operaciones; y (iii) mantener los bienes que sean necesarios para el adecuado desenvolvimiento de sus negocios, actividades y/u operaciones en buen estado de uso y conservación, debiendo efectuar todas las reparaciones, renovaciones, reemplazos y mejoras que resulten necesarias para el normal desarrollo de sus negocios, actividades y/u operaciones.

Mantenimiento de Oficinas

Si para una o más Clases de Obligaciones Negociables las Sociedades no hubieran designado un agente de pago y un agente de registro en la Ciudad de Buenos Aires, las Sociedades mantendrá una oficina en Buenos Aires en la que se podrán presentar las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión para el pago y en la que podrán entregar las Obligaciones Negociables para el registro de transferencias o canjes. Sin perjuicio de lo anterior, en tanto existan Obligaciones Negociables de cualquier Clase en circulación, las Sociedades mantendrán una oficina en Buenos Aires donde se le podrán enviar, en su caso, notificaciones e intimaciones en relación con las Obligaciones Negociables.

Notificación de Incumplimiento

Las Sociedades notificarán inmediatamente a los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, a través de un aviso en el Boletín Informativo del BYMA y en la AIF, la ocurrencia de cualquier Evento de Incumplimiento (según se define más adelante), salvo que el mismo sea remediado y/o dispensado. Dicha notificación especificará el Evento de Incumplimiento y las medidas que las Sociedades se propongan adoptar en relación con el mismo.

Listado y Negociación

En caso que en los Suplementos correspondientes se especifique que las Obligaciones Negociables de una o más Clases y/o Series listarán y/o negociarán en uno o más mercados autorizados del país o del exterior, las Sociedades realizarán sus mejores esfuerzos para obtener y mantener las correspondientes autorizaciones para dicho listado y/o negociación y para cumplir con los requisitos establecidos por mercados autorizados.

Cumplimiento de Normas y Otros Acuerdos

Las Sociedades cumplirán con todas las normas vigentes que le sean aplicables y con todas las obligaciones asumidas bajo cualquier acuerdo del cual sea parte, salvo cuando el incumplimiento de dichas normas o acuerdos no tuviera un efecto significativo adverso en la situación financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios o las perspectivas de las Sociedades.

Transacciones con Partes Relacionadas

Las Sociedades realizarán y celebrarán cualquier transacción y/o serie de transacciones que califiquen como actos o contratos con partes relacionadas bajo la Ley de Mercado de Capitales, en cumplimiento de los requisitos establecidos por dicha ley y las demás normas vigentes aplicables.

Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de las Sociedades

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Sociedades y/o cualquier parte relacionada de las Sociedades podrán, de acuerdo con las normas vigentes y en la medida permitida por dichas normas, en cualquier momento y de cualquier forma, comprar y/o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso las Sociedades y/o dicha parte relacionada de las Sociedades, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridas por las Sociedades (y/o por cualquier parte relacionada de las Sociedades), mientras no sean transferidos a un tercero (que no sea una parte relacionada de las Sociedades), no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables en cuestión y no darán a las Sociedades ni a dicha parte relacionada de las Sociedades derecho a voto en tales asambleas ni tampoco serán consideradas a los fines de computar los porcentajes referidos en “*Eventos de Incumplimiento*” del presente y/o cualquier otro porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los Suplementos correspondientes.

Rescate a Opción de las Sociedades y/o de los Tenedores

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de las Sociedades y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Rescate por Razones Impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Sociedades podrán, mediante notificación irrevocable efectuada a los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, respetando siempre el trato igualitario de los inversores, con una antelación no menor a 30 días ni mayor a 60 días a la fecha en que las Sociedades vayan a efectuar el rescate en cuestión, rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que (i) en ocasión del siguiente pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, las Sociedades se encuentren, o vayan a encontrarse, obligadas a abonar cualquier monto adicional bajo “Montos Adicionales” del presente como resultado de cualquier cambio, modificación y/o reforma de las normas vigentes de la Argentina (y/o de cualquier subdivisión política de la misma y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales), y/o como resultado de cualquier cambio en la aplicación, reglamentación y/o interpretación gubernamental de dichas normas vigentes, incluida la interpretación de cualquier tribunal competente, toda vez que dicho cambio o modificación entre en vigor en la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión o con posterioridad a la misma; y (ii) dicha obligación no pueda ser evitada por las Sociedades mediante la adopción por parte de las mismas de medidas razonables a su disposición. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables que se rescaten conforme con la presente cláusula se rescatarán por un importe equivalente al monto de capital no amortizado de las Obligaciones Negociables así rescatados, más los intereses devengados e impagos sobre las mismas a la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adicional pagadero e impago en ese momento respecto de las mismas, más cualquier otro monto adeudado e impago bajo las Obligaciones Negociables en cuestión.

Eventos de Incumplimiento

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes (en los cuales se podrá modificar uno o más de los eventos de incumplimiento detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, establecer que uno o más de los mismos no serán aplicables en relación con las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, y/o agregar eventos de incumplimiento adicionales a los detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), en caso de ocurrir y mantenerse vigente uno o varios de los siguientes eventos, cada uno de ellos constituirá un “Evento de Incumplimiento”:

- (i) incumplimiento por parte de las Sociedades en el pago a su vencimiento de cualquier monto de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, y dicho incumplimiento subsista durante un período de cinco días;
- (ii) incumplimiento por parte de las Sociedades en el pago a su vencimiento de cualquier monto de intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión (excluyendo cualquier monto de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), y dicho incumplimiento subsista durante un período de diez días;
- (iii) incumplimiento por parte de las Sociedades de las obligaciones asumidas en el marco del capítulo “Compromisos” del presente (y/o de las obligaciones asumidas en el marco de otros “compromisos” que se establezcan en los Suplementos correspondientes), y dicho incumplimiento subsista durante un período de 30 días;
- (iv) incumplimiento por parte de las Sociedades de cualquier obligación bajo las Obligaciones Negociables (distinta de las referidas en los incisos (i), (ii) y/o (iii) anteriores) y dicho incumplimiento subsista durante un período de 30 días contados a partir de la fecha en la cual las Sociedades hayan recibido de cualquier tenedor una notificación por escrito en la que se especifique dicho incumplimiento y se solicite su subsanación;
- (v) (a) cualquier Endeudamiento (según dicho término se define más adelante) de las Sociedades (distinto de las Obligaciones Negociables), se torna exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento de un modo que no sea a opción de las Sociedades, y/o (b) cualquier Endeudamiento de las Sociedades (distinto de las Obligaciones Negociables), no es pagado a su vencimiento o, según sea el caso, dentro del período de gracia aplicable, y/o (c) incumplimiento por parte de las Sociedades en el pago a su vencimiento de cualquier importe debido en razón de cualquier garantía y/o indemnidad, actual o futura, constituida respecto de cualquier Endeudamiento; siempre que la suma total de los respectivos Endeudamientos, garantías y/o indemnidades respecto de los cuales uno o más de los Eventos de Incumplimiento incluidos en este inciso haya ocurrido sea igual o superior a U\$S30.000.000 (o su equivalente en otras monedas), y dicho

evento subsista durante un período de 30 días, (salvo que, en los eventos previstos en los puntos (b) y/o (c) de este inciso, la falta de pago se deba exclusivamente a la existencia de controles cambiarios en la Argentina que impidan a las Sociedades efectuar los pagos en cuestión habiendo cumplido con todas la exigencias previstas por las normas vigentes y en la medida que no se hubiera tornado exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento el Endeudamiento, garantía y/o indemnidad en cuestión de acuerdo con sus respectivos términos y las Sociedades acredite que cuenta con los fondos suficientes para efectuar los pagos en cuestión y que no cuenta con ningún otro medio y/o recurso disponible para efectuar tales pagos conforme con las normas vigentes);

- (vi) Se dictaren una o más decisiones judiciales finales e irrecurribles, o se librare una orden u órdenes para el pago de dinero, en conjunto, por una suma superior a Dólares Estadounidenses veinticinco millones (U\$S25.000.000) (o su equivalente en otra moneda) decididas por uno o más tribunales judiciales, tribunales administrativos o cualquier otro órgano con competencia jurisdiccional respecto de las Co-Emisoras y tales decisiones jurisdiccionales u órdenes (en el monto en exceso de la suma antedicha) no se pagaren, anularen, o revocaren dentro de los sesenta (60) días siguientes a la notificación del pronunciamiento o se hubieren recurrido ante las instancias correspondientes dentro de dicho plazo;
- (vii) incumplimiento por parte de las Sociedades de cualquier pago dispuesto por una sentencia firme dictada por un tribunal competente y pasada en autoridad de cosa juzgada, siempre que el importe a pagar dispuesto por dicha sentencia sea igual o superior a U\$S25.000.000 (o su equivalente en otras monedas) y hayan transcurrido 30 días desde la fecha de pago dispuesta por la respectiva sentencia;
- (viii) las Sociedades (a) son declaradas en concurso preventivo o en quiebra por una sentencia firme dictada por un tribunal competente, y/o las Sociedades son declaradas en cesación de pagos, y/o interrumpen y/o suspenden el pago de la totalidad o de una parte sustancial de sus deudas; (b) piden su propio concurso preventivo o quiebra conforme con las normas vigentes; (c) proponen y/o celebran una cesión general y/o un acuerdo general con o para beneficio de sus acreedores con respecto a la totalidad o a una parte sustancial de sus deudas (incluyendo, sin limitación, un acuerdo preventivo extrajudicial) y/o declaran una moratoria con respecto a dichas deudas; (d) reconocen una cesación de pagos que afecte a la totalidad o una parte sustancial de sus deudas; y/o (e) consienten la designación de un administrador y/o interventor de las Sociedades, respecto de la totalidad o de una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de las Sociedades;
- (ix) las Sociedades interrumpen el desarrollo de la totalidad o de una parte sustancial de sus actividades u operaciones, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión;
- (x) cualquier tribunal o autoridad gubernamental competente (i) expropia, nacionaliza y/o confisca la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de las Sociedades y/o de su capital accionario; (ii) toma una medida efectiva para la disolución y/o liquidación de las Sociedades, salvo con el objeto de llevar a cabo una fusión; y/o (iii) toma cualquier acción (a) por la cual asuma la custodia y/o el control de la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de las Sociedades y/o de las actividades u operaciones de las Sociedades y/o del capital accionario de las Sociedades, y/o (b) que impida a las Sociedades y/o a sus directores, gerentes y/o empleados desarrollar la totalidad o una parte sustancial de sus actividades u operaciones en forma habitual, siempre que dicha acción subsista por un plazo de 30 días y/o tenga un efecto significativo adverso sobre los negocios de las Sociedades y/o la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables;
- (xi) sea ilícito el cumplimiento por parte de las Sociedades de cualquier obligación asumida bajo las Obligaciones Negociables, y/o cualquiera de dichas obligaciones dejara de ser válida, obligatoria y ejecutable; y/o
- (xii) los accionistas y/o directores de las Sociedades dispongan la disolución y/o liquidación de Sociedades, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión.

A los efectos del presente, “Endeudamiento” significa, sin duplicación, respecto de cualquier persona física, sociedad anónima, sociedad de responsabilidad limitada, fideicomiso, joint venture, asociación, empresa, sociedad de personas, Autoridad Gubernamental o cualquier otra entidad u organización (“Persona”):

- (i) toda obligación de dicha Persona resultante de préstamos de dinero;
- (ii) toda obligación de dicha Persona instrumentada a través de títulos, *debentures*, pagarés o documentos similares;
- (iii) toda obligación de dicha Persona bajo una venta u otro contrato relativo a propiedades adquiridas por dicha Persona;
- (iv) toda obligación de dicha Persona con respecto al diferimiento del pago del precio de compra de bienes o servicios (excluidas las cuentas comerciales a pagarse en el curso ordinario de los negocios de las Co-Emisoras en condiciones de mercado), que deba ser reflejada en el balance de dicha Persona como pasivo de acuerdo a los PCGA;
- (v) todo Endeudamiento de terceros garantizado mediante (o en virtud del cual el acreedor de dicho Endeudamiento tenga derecho, condicional o no, a ser garantizado mediante) cualquier Gravamen constituido sobre bienes de propiedad o adquiridos por dicha Persona, sin perjuicio de que dicho Endeudamiento garantizado haya sido contraído o no por dicha Persona, previéndose que, en el caso que dicho Endeudamiento no hubiera sido contraído por dicha Persona, el monto de dicho Endeudamiento, a los fines de este acápite (v) será considerado igual al menor de (x) el total adeudado en virtud de dicho Endeudamiento, y (y) el valor de mercado del bien sobre el cual recae dicho Gravamen determinado de buena fe por de dicha Persona;
- (vi) todo Endeudamiento de terceros garantizado por cualquier Garantía de dicha Persona;
- (vii) toda obligación, condicional o no, de dicha Persona como parte relativa a cartas de crédito, aceptaciones bancarias, cartas de garantía o instrumentos similares, excepto (x) aquellas co-emitidas en el curso ordinario de los negocios de las Co-Emisoras para cancelar cuentas comerciales en condiciones de mercado, o cualquier otra obligación que no constituya un Endeudamiento y (y) aquellas que estén totalmente garantizadas (siempre que tal Garantía esté permitida en el presente);
- (viii) toda obligación de dicha Persona relativa a la adquisición de títulos u otros bienes, emergentes de o en conexión con, la venta de dichos títulos o bienes sustancialmente similares por plazos superiores a 30 días; y
- (ix) toda obligación de dicha Persona bajo Contratos de Cobertura, previéndose sin embargo que (a) las obligaciones relativas a cualquier acuerdo de ese tipo no serán consideradas como Endeudamiento, bajo ninguna circunstancia distinta de las previstas en la cláusula (b); y (b) todo Endeudamiento al que se hace referencia en la cláusula (a) anterior, de cualquier Persona, será igual a cero salvo y hasta que, lo que suceda primero de, el acaecimiento de un supuesto de incumplimiento bajo dicho Endeudamiento, o que dicho Endeudamiento deba ser cancelado, en cuyo caso (a) dicho Endeudamiento no será considerado como tal a los efectos de la limitación al Endeudamiento que se pudiera establecer en cualquier Suplemento y (b) a los fines del evento de incumplimiento previsto en el apartado (v) de este Prospecto, el monto de dicho Endeudamiento será el del pago cancelatorio debido por dicha Persona, determinado conforme lo establecido en el contrato que gobierne dicho Endeudamiento.

El Endeudamiento de cualquier Persona incluirá el Endeudamiento de cualquier entidad (incluida cualquier sociedad en la cual dicha Persona sea socio solidario), en la medida que dicha Persona sea responsable como consecuencia de su participación en, u otra relación con, dicha entidad, a menos que dicha Persona no resulte responsable por tal Endeudamiento conforme los términos de éste.

“Contratos de Cobertura” significa (i) todo *swap* de tasas de interés, convenio sobre tasa de interés máxima u otro acuerdo tendiente a otorgar protección contra la fluctuación de las tasas de interés, o (ii) todo contrato de compra de divisas a plazo, *swap* de divisas o cualquier otro acuerdo tendiente a otorgar protección contra la fluctuación en los tipos de cambio, en cada caso celebrado en el curso ordinario de los negocios y sin fines especulativos.

“Garantía” significa cualquier obligación, eventual o de otro tipo, de una Persona que directa o indirectamente garantice un Endeudamiento u otra obligación financiera de cualquier otra Persona y, sin limitar la generalidad de lo antedicho, toda obligación, directa o indirecta, eventual o de otro tipo, de dicha Persona (i) de comprar o pagar (o adelantar o proveer fondos para su compra o pago) de dicho Endeudamiento u otra obligación de dicha otra Persona (ya sea que se origine en virtud de convenios de asociación de personas, o por un convenio de administración eficiente, de compra de activos, bienes, títulos valores o servicios, contratos *take-or-pay* o para mantener las condiciones reflejadas en los estados contables o para otro objeto) o (ii) contraída a

los fines de garantizar de alguna otra forma al acreedor de dicho Endeudamiento u otra obligación su respectivo pago, o para proteger a dicho acreedor contra toda pérdida incurrida al respecto, ya sea total o parcialmente; disponiéndose que el término “Garantía” no incluye endosos realizados para el cobro o depósito en el curso ordinario de los negocios ni garantías de cumplimiento que no incluyan ninguna obligación de pago contingente. El término “Garantizar”, en su función de verbo, tendrá el significado correspondiente.

“Gravamen” significa (i) en relación con cualquier activo: (a) cualquier hipoteca, fideicomiso, privilegio, prenda, carga o cesión fiduciaria, con el objeto de constituir un derecho real de garantía en relación a dicho activo, o (b) el interés de un vendedor o locador bajo cualquier contrato de venta condicional, leasing o derecho de retención (o cualquier locación financiera que tenga sustancialmente un efecto económico igual al de cualquiera de los anteriores) relacionado con dicho activo; y (ii) en el caso de títulos valores, cualquier opción de compra, licitación o derecho contractual similar de cualquier tercero con relación a dichos títulos valores.

Si se produce y subsiste uno o más Eventos de Incumplimiento, los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación que representen como mínimo el 25% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán, mediante notificación escrita a las Co-Emisoras, declarar la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, deviniendo la totalidad de tales montos exigibles y pagaderos en forma inmediata. En caso que se hubiera producido la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de cualquier clase, los tenedores de Obligaciones Negociables de dicha clase en circulación que representen como mínimo el 51% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán, mediante notificación escrita a las Sociedades, dejar sin efecto la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de dicha clase, siempre y cuando la totalidad de los Eventos de Incumplimiento hubieran sido subsanados y/o dispensados. Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por las Co-Emisoras, y/o hayan sido adquiridas por cualquier parte relacionada de las Co-Emisoras, mientras se mantengan en cartera por parte de las Co-Emisoras y/o dicha parte relacionada, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular los porcentajes contemplados en este párrafo.

Las disposiciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de los derechos de cada tenedor individual de Obligaciones Negociables de iniciar una acción contra las Co-Emisoras por el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto vencido e impago bajo las Obligaciones Negociables. Los derechos de los tenedores de Obligaciones Negociables detallados en esta cláusula son adicionales a, y no excluyentes de, cualquier otro derecho, facultad, garantía, privilegio, recurso y/o remedio que los mismos tengan conforme con las normas vigentes.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de las Co-Emisoras, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de las Co-Emisoras oportunamente vigentes.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

Las Co-Emisoras pueden, sin necesidad del consentimiento de ningún tenedor, modificar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, para cualquiera de los siguientes fines:

- (i) agregar compromisos en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
- (ii) agregar eventos de incumplimiento en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
- (iii) designar un sucesor de cualquier agente de registro, agente de pago y/u otro agente;
- (iv) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables; y/o

- (v) introducir cualquier cambio que, en opinión de buena fe de los Directorios de las Co-Emisoras, no afecte de modo sustancial y adverso el derecho de ningún tenedor de la clase y/o serie pertinente de Obligaciones Negociables.

Asambleas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas de tenedores de una clase y/o serie de Obligaciones Negociables serán convocadas por los Directorios o, en su defecto, las comisiones fiscalizadoras de las Co-Emisoras cuando lo juzguen necesario y/o les fuera requerido por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y para tratar y decidir sobre cualquier asunto que competa a la asamblea de tenedores en cuestión o para efectuar, otorgar y/o tomar toda solicitud, demanda, autorización, directiva, notificación, consentimiento, dispensa, renuncia y/u otra acción que debe ser efectuado, otorgado y/o tomado por la misma. Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la fecha y en el lugar que determine las Co-Emisoras o en su caso el fiduciario o el agente fiscal designado en relación con las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Si una asamblea se convoca a solicitud de los tenedores referidos más arriba, el orden del día de la asamblea será el determinado en la solicitud y dicha asamblea será convocada dentro de los 40 días de la fecha en que las Co-Emisoras reciban tal solicitud. Toda asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie será convocada en primera convocatoria con una antelación no inferior a diez días ni superior a 30 respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante cinco Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina, o en segunda convocatoria con una antelación no inferior a ocho días respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante tres Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina. Las asambleas podrán convocarse en primera y segunda convocatoria mediante el mismo aviso de convocatoria. El aviso de convocatoria deberá incluir la fecha, lugar y hora de la asamblea, el correspondiente orden del día y los requisitos de asistencia, y quedando cualquier costo asociado a cargo de las Sociedades.

La convocatoria de Asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables deberá ser informada como hecho relevante a través de la AIF. En caso de tratarse de asamblea unánime, será informada con una anticipación no menor a 10 (diez) días hábiles.

Todo tenedor de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie correspondiente puede asistir a las asambleas en persona o a través de un apoderado. Los directores, funcionarios, gerentes, miembros de la comisión fiscalizadora y/o empleados de las Co-Emisoras no podrán ser designados como apoderados. Los tenedores que tengan la intención de asistir a las asambleas deberán notificar tal intención a las Co-Emisoras con no menos de tres Días Hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión. Los tenedores no podrán disponer de las Obligaciones Negociables a las cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la asamblea, a menos que sea cancelada la comunicación relativa a tales Obligaciones Negociables.

De conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, las asambleas serán presididas por el representante de obligacionistas previamente designado, o en su defecto, por quien la mayoría de los tenedores presentes en la Asamblea en cuestión elijan entre los presentes en la misma; estableciéndose que en caso de no designarse dicho presidente de entre los presentes, la Asamblea será presidida por un miembro del órgano de fiscalización de las Co-Emisoras. Ante la ausencia de estos, será presidida por un representante de la CNV o por quien designe el juez.

Las asambleas de tenedores pueden ser ordinarias o extraordinarias. Corresponde a la asamblea ordinaria la consideración de cualquier autorización, instrucción, o notificación y, en general, todos los asuntos que no sean competencia de la asamblea extraordinaria. Corresponde a la asamblea extraordinaria (i) toda modificación a los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables (sin perjuicio que en los supuestos mencionados en los puntos (1) a (6) siguientes se requiere unanimidad, salvo por lo previsto más abajo) y (ii) las dispensas a cualquier disposición de las Obligaciones Negociables (incluyendo, pero no limitado a, las dispensas a un incumplimiento pasado o Evento de Incumplimiento bajo las mismas).

El quórum para la primera convocatoria estará constituido por tenedores que representen no menos del 60% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o la mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria) del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda, y si no se llegase a completar dicho quórum, los tenedores que representen no menos del 30% del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda (en el caso de una asamblea extraordinaria) o la persona o personas presentes en dicha asamblea (en el caso de una asamblea ordinaria) constituirán quórum para la

asamblea convocada en segunda convocatoria. Tanto en las asambleas ordinarias como en las extraordinarias, ya sea en primera o en segunda convocatoria, las decisiones se tomarán por el voto afirmativo de tenedores que representen la mayoría absoluta del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda según sea el caso, presentes o representados en las asambleas en cuestión, estableciéndose, sin embargo, que se requerirá el voto afirmativo de tenedores que representen el porcentaje correspondiente del valor nominal en ese momento en circulación de las Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie que se especifica en “Eventos de Incumplimiento” para adoptar las medidas especificadas en dicho título. No obstante lo anterior, salvo que los Suplementos correspondientes prevean lo contrario de conformidad con el artículo 14 de la Ley de Obligaciones de Negociables, tal como se explica más abajo, se requerirá el voto afirmativo unánime de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie afectados en relación con toda modificación de términos esenciales de la emisión, incluyendo, sin carácter limitativo, a las siguientes modificaciones:

- (1) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión;
- (2) reducción del monto de capital, de la tasa de interés y/o de cualquier otro monto pagadero bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión;
- (3) cambio del lugar y/o moneda de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión;
- (4) reducción del porcentaje del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión necesario para modificar o enmendar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y/o para prestar su consentimiento a una dispensa bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, cuando sea aplicable a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y/o reducir los requisitos para votar o constituir quórum descriptos anteriormente;
- (5) eliminar y/o modificar los Eventos de Incumplimiento de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión; y/o
- (6) modificar los requisitos anteriores y/o reducir del porcentaje del monto de capital en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión necesaria para dispensar un Evento de Incumplimiento.

Sin perjuicio de lo recién mencionado, de conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, 8vo párrafo, los Suplementos correspondientes podrán prever la posibilidad de modificar términos esenciales de la clase y/o serie de las Obligaciones Negociables en cuestión, sin que resulte aplicable lo dispuesto en el artículo 354 de la Ley General de Sociedades respecto del requisito de unanimidad. De esta manera, las Co-Emisoras, pueden establecer en los correspondientes Suplementos mayorías especiales de tenedores para aprobar la modificación de términos esenciales y cualquier otro término de la emisión.

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por las Co-Emisoras y/o cualquier parte relacionada de las Co-Emisoras, mientras se mantengan en cartera, no darán al tenedor derecho a voto ni serán computadas para la determinación del quórum ni de las mayorías en las asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por la asamblea serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, independientemente de si estaban presentes en la asamblea o no y de que hayan votado o no.

Sin perjuicio de todo lo mencionado anteriormente bajo el presente título “*Asambleas*”, de conformidad con el artículo 14, último párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables, los correspondientes Suplementos podrán prever un procedimiento para obtener el consentimiento de la mayoría exigible de obligacionistas sin necesidad de asamblea, por un medio fehaciente que asegure a todos los obligacionistas la debida información previa y el derecho a manifestarse.

Las asambleas se regirán por las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades (en especial los artículos 354 y 355, por aplicación del artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables) y las demás normas y requisitos vigentes establecidos por los mercados autorizados en los que se listen y/o negocien la clase y/o serie de Obligaciones Negociables de que se trate en todo lo que no hubiera sido expresamente previsto en el presente. Toda publicidad referida a las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables será informada en la AIF.

Asimismo, mientras dure el aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto por el Decreto N° 297/2020 y sus modificatorios, se podrán celebrar asambleas de Tenedores de Obligaciones Negociables cumpliendo con las formalidades exigidas por las Normas de la CNV y en especial, la RG 830/2020 y/o cualquier otra normativa que la reemplace, actualice y/o modifique en el futuro. En función de la RG 830/2020, se deberán cumplir con los siguientes recaudos:

- Garantizar el libre acceso a las asambleas de todos los Tenedores con voz y voto.
- La asamblea deberá realizarse por un canal que permita transmitir sonido, imagen y palabras y permitir su grabación en soporte digital.
- Tanto la convocatoria como su comunicación por la vía legal y estatutaria correspondiente deberán contener en forma clara y sencilla el canal de comunicación elegido, modo de acceso y procedimiento para emisión de voto a distancia por medios digitales. Asimismo, se debe difundir un correo electrónico.
- La comunicación de asistencia de los Tenedores deberá realizarse al correo electrónico brindado al efecto. En el caso de apoderados, deberán enviar el instrumento habilitante con cinco (5) días hábiles de anticipación, suficientemente autenticado para este caso.
- El acta de asamblea deberá contener sujetos, carácter de su participación a distancia, lugar donde se encontraban y medio técnico empleado para su participación.
- La copia en soporte digital de la asamblea deberá ser conservada por las Co-Emisoras durante cinco (5) años y quedar a disposición de los Tenedores que la soliciten.
- Difusión de la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios para garantizar los derechos de los Tenedores. Contar con el quórum necesario para celebrar asambleas extraordinarias y resolver como primer punto del orden del día la celebración a distancia.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en el Boletín Informativo del BYMA y en la AIF. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día siguiente al día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de las Sociedades. Sin perjuicio de ello, las Sociedades efectuarán todas las publicaciones que requieran las normas de la CNV y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de los mercados autorizados del país o del exterior donde se listen y/o negocien las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento correspondiente.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser co-emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente las Co-Emisoras celebren con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, las Co-Emisoras podrán designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso. En caso que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase, las Sociedades deberán cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes.

Agentes Colocadores

Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que seleccionen las Co-Emisoras y se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Las Co-Emisoras sólo seleccionarán a agentes colocadores /y agentes co-colocadores, en su caso) que se encuentren debidamente autorizados por la CNV para operar en tal función.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Sociedades, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrán en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas.

Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se registrarán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por las Sociedades, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre las Co-Emisoras y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la BCBA, o el que se cree en el futuro en la BCBA, en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el BYMA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 18.629 de la CNV. No obstante lo anterior, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente.

Acción Ejecutiva

En el supuesto de incumplimiento por parte de las Sociedades en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por las Sociedades.

En caso que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, el correspondiente agente de registro podrá expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Prescripción

Los reclamos contra las Sociedades por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco años contados a partir de la fecha de aprobación del Programa por parte de la CNV y sus renovaciones. El Programa ha sido prorrogado por el plazo de cinco (5) años contados desde el vencimiento del plazo original.

Calificación de Riesgo

Las Co-Emisoras han optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, las Co-Emisoras podrán optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, según se establezca en el correspondiente Suplemento.

Plan de Distribución

Las Obligaciones Negociables a ser emitidos en el marco del Programa serán ofrecidas al público en la Argentina de acuerdo con el Artículo 2 de la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 y las Normas de la CNV, para su colocación por oferta pública a través de uno o más Agentes Colocadores, designados mediante un contrato de colocación, conforme se establezca en el Suplemento correspondiente. Asimismo, las Obligaciones Negociables se adjudicarán por el método que se establezca en el Suplemento respectivo, haciendo referencia a los procedimientos previstos en las Normas de la CNV, a saber: proceso de formación de libros (*book building*), subasta o licitación pública y/o cualquier otro mecanismo que se prevea en el futuro, siempre que dicho método ofrezca garantías de igualdad de trato entre inversores y transparencia; y cumpla con todo lo previsto en las Normas de la CNV. En cada Suplemento se describirá y detallará la forma en que se colocarán, suscribirán y adjudicarán las Obligaciones Negociables.

La colocación primaria de las Obligaciones Negociables se efectuará cumpliendo con las siguientes pautas mínimas:

- publicación previa del Prospecto y del Suplemento de Prospecto y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV; y

- difusión de los documentos de la oferta durante un plazo mínimo de tres (3) Días Hábiles con anterioridad a la fecha de inicio del proceso de adjudicación de los títulos (o el plazo mínimo que requieran las Normas de la CNV), informando, entre otros (i) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y máximo; (ii) unidad mínima de negociación; (iii) moneda de denominación; (iv) precio o tasa de interés, según corresponda; (v) plazo o vencimiento; (vi) amortización; (vii) forma de negociación; (viii) detalle de las fechas de inicio de la subasta o licitación, límite de recepción y retiro de ofertas (en este último caso, de corresponder) y liquidación, (viii) definición de las variables, que podrán incluir precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable fija y determinada, detallando las reglas de prorrateo si las ofertas excedieran el monto licitado

Las Obligaciones Negociables podrán ser colocadas mediante licitación pública ciega -de “ofertas selladas”- o abierta, conforme lo definan las Co-Emisoras en cada oportunidad.

Mercados

Se podrá solicitar el listado de las Obligaciones Negociables a ser co-emitidas bajo el Programa en el BYMA y/o su negociación en el MAE o cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, incluyendo, sin limitación, la Bolsa de Valores de Luxemburgo y el Mercado Euro MTF, según se especifique en los Suplementos correspondientes, a opción de las Co-Emisoras. Asimismo, se podrá solicitar que sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream, en los términos de (a) la Ley N° 26.831, y sus modificatorias y reglamentarias, y demás normas vigentes, y (b) el Capítulo IV, Título VI de las normas de la CNV.

INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento Constitutivo y Estatutos

Información de GEMSA

Objeto Social

El objeto social de GEMSA está previsto en el artículo 4 de los estatutos. GEMSA tendrá por objeto: a) Desarrollar proyectos energéticos mediante (i) el cateo, prospección, exploración, explotación, producción, perforación, extracción, elaboración, comercialización, compra y venta de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos y sus derivados, pudiendo a este efecto ejercer todos los actos relacionados con la industria energética, petrolera y gasífera, desde el sondeo hasta la obtención de sus productos refinados y productos, su almacenaje, transporte y distribución, almacenaje y transporte de minerales líquidos y gaseosos de cualquier categoría, inclusive los radioactivos, elaboración, procesamiento y transporte de materias primas y productos relacionados con la petroquímica; y (ii) la generación, transporte, distribución, importación, exportación, y comercialización de energía eléctrica incluyendo la explotación, operación, asistencia técnica y administrativa de plantas, presas y complejos de generación térmica, hidro-térmica, hidroeléctrica, eléctrica, y de cualquier otro sistema de generación, transformación y utilización de energía eléctrica en cualquiera de sus formas; b) Ejecutar proyectos, dirigir y administrar y realizar obras de cualquier naturaleza, incluyendo entre otras en ese concepto a las mecánicas, sanitarias, eléctricas, gasoductos, viaducto, poliducto, construcciones portuarias, pavimentaciones, urbanizaciones mensuras, obras de ingeniería y/o arquitectónicas en general, sean públicas o privadas; y c) Realizar inversiones y operaciones financieras de cualquier clase, incluyendo la compra, venta y negociación de acciones, debentures, Obligaciones Negociables, valores inmobiliarios y papeles de comercio en general y el aporte de capital a sociedades constituidas o a constituirse y para negocios realizados o a realizarse. Otorgar garantías y/o asumir obligaciones por deudas de terceros, en la medida que por tales actividades la sociedad reciba una contraprestación y/o un beneficio. Quedan excluidas las operaciones comprendidas en la Ley 21.526. A los efectos de realizar su objeto la sociedad tendrá plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones.

Capital social.

Las acciones son clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción.

Directorio

El directorio estará compuesto por el número de miembros determinado por la asamblea, entre un mínimo de cinco (5) y un máximo de nueve (9) directores titulares, y la asamblea elegirá al menos 1 (un) director suplente y hasta el número que estime conveniente no pudiendo exceder de 9 (nueve) directores suplentes. Los directores durarán en sus cargos 3 (tres) ejercicios, pudiendo ser reelegidos. La Asamblea de Accionistas designará al Presidente y al director suplente que reemplazará al Presidente en caso de ausencia temporaria o definitiva. Asimismo, la Asamblea delegará en el Directorio la facultad de designar al director suplente que considere para ocupar alguna vacancia temporaria o definitiva de algún director titular siempre que ello sea necesario. El quórum para constituirse y funcionar será de la mayoría absoluta de sus integrantes y las distintas cuestiones serán resueltas por mayoría absoluta de votos presentes. En caso de empate en las votaciones, el presidente desempatará votando nuevamente. El Directorio tendrá amplias facultades de administración y disposición. El Directorio también podrá celebrar sus reuniones con sus miembros comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, computándose a los efectos del quórum tanto a los directores presentes como a los que participan a distancia. Las actas de las reuniones con sus miembros comunicados entre sí mediante medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras serán confeccionadas y firmadas dentro de los (5) días hábiles de celebrada la reunión por los miembros presentes y el representante del órgano de fiscalización. El órgano de fiscalización deberá dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el transcurso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada.

Transferencia de acciones. Derechos.

Con relación a la transferencia de acciones entre vivos por parte de un accionista de GEMSA ("Parte Adquirente"), el estatuto prevé que la misma deberá ser por un precio en dinero, expresado en una oferta

incondicional por una persona (el “Adquirente”) que (i) acredite por cualquier medio contar con los recursos financieros necesarios para adquirir la participación ofrecida; (ii) no sea un competidor de las sociedades del grupo, y; (iii) posea la idoneidad y experiencia necesaria, suficientemente demostradas, para llevar a adelante los negocios sociales y actividades comerciales de las sociedades del grupo. La falta de verificación de cualquiera de estas condiciones obligará a reiniciar el procedimiento previsto en los estatutos, salvo liberación expresa del resto de los accionistas.

Los estatutos prevén un derecho de opción de compra a favor del resto de los accionistas (“Parte No Enajenante”) para el supuesto de transferencia de acciones entre vivos, en virtud del cual la Parte No Enajenante goza del derecho preferente para adquirir las acciones que se quieren transferir en las mismas condiciones ofrecidas al Adquirente propuesta u ofertadas por éste o el derecho de ofrecer en venta la totalidad o parte de sus acciones al Adquirente, en cuyo caso la venta se hará al precio indicado y a prorrata de las tenencias de la Parte Enajenante y la Parte No Enajenante, si el Adquirente no deseara adquirir la totalidad de las acciones de todas las partes. Si la Parte No Enajenante no aceptare la oferta por todas las acciones que se pretenden transferir al Adquirente en los términos del estatuto, la Parte Enajenante podrá disponer sin más de dichas acciones a favor del Adquirente en los términos y condiciones que fueron propuestos. La transmisión de acciones deberá ser realizada de acuerdo a las demás estipulaciones contenidas en el estatuto aplicables.

En caso de transmisión de acciones por causa de muerte se requerirá del previo consentimiento de la mayoría absoluta de los votos, expresado en asamblea general de accionistas convocada al efecto. En caso de falta de aprobación a la incorporación de los sucesores del accionista fallecido, la asamblea resolverá sobre la adopción de cualquiera de los siguientes procedimientos: (i) la oferta a los restantes accionistas para su adquisición en forma proporcional o a prorrata entre todos los accionistas que ejercen la opción o; (ii) el rescate de las acciones mediante la reducción del capital social y el pago a los accionistas del valor correspondiente a las mismas. En ambos casos, el valor a reconocer a los sucesores se determinará mediante la aplicación del procedimiento previsto en la Ley General de Sociedades para el ejercicio del derecho de recesso, tomando la fecha de fallecimiento del accionista como la fecha para determinar el balance que debe utilizarse a los efectos de la fijación del valor de las acciones conforme al artículo 245 de la Ley General de Sociedades.

Bonos de participación para el personal

La asamblea de accionistas podrá decidir la emisión de bonos de participación para el personal previstos en el artículo 230 de la Ley General de Sociedades, en el número que la misma determine. Los bonos participarán de las utilidades del ejercicio mediante una alícuota proporcional que le corresponda a cada uno y de acuerdo con el número existente en circulación a la fecha de terminación del ejercicio económico al que correspondan dichas utilidades. La alícuota será decidida por la asamblea de accionistas que apruebe su emisión. La participación será asignada luego de absorbidas las pérdidas de ejercicios anteriores que pudieren existir, siendo condición para su efectivización que la asamblea de accionistas resuelva previamente el pago de dividendos a los accionistas. Las Sociedades, en cualquier momento, tendrán derecho de rescate de los bonos, la cual se efectuará con ganancias realizadas y líquidas. Los bonos caducarán automáticamente al momento en que su titular deje de estar en relación de dependencia con GEMSA. Podrá emitirse un solo título representativo de uno o más bonos a favor de un mismo titular.

Asambleas de accionistas

Las asambleas de accionistas se regirán por las disposiciones del artículo 233 de la Ley General de Sociedades. Las asambleas pueden ser citadas en forma simultánea en primera y segunda convocatoria en la forma prevista en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades, sin perjuicio de lo allí dispuesto para el caso de asamblea unánime, en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día, una hora después de fracasada la primera. En caso de convocatoria sucesiva, se estará a lo dispuesto en el artículo 237 antes citado. Rigen el quórum y mayorías determinados por los artículos 243 y 244 de las leyes N° 19.550 y 22.686, respectivamente, según la clase de asamblea, convocatoria y materias que se traten, excepto en cuanto al quórum en la constitución de la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, la que se considerará constituida con la concurrencia del 50% como mínimo de las acciones con derecho a voto. Las asambleas también podrán celebrar sus reuniones a distancia por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, computándose a los efectos del quórum tanto a los accionistas presentes como a los que participan a distancia. Las actas de las asambleas celebradas a distancia por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras serán confeccionadas y firmadas dentro de los (5) días de celebrada. Las actas serán suscriptas dentro de los (5) días por el Presidente, los socios designados al efecto y el representante del órgano de fiscalización quien dejará expresa constancia en el acta de la regularidad de las decisiones adoptadas. Asimismo, el Sr. Presidente dejará expresa constancia en el acta de los accionistas que han participado a distancia. El acta

consignará las manifestaciones tanto de los accionistas presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada.

Información de CTR

Objeto Social

El objeto social de CTR está previsto en el artículo 3 de los estatutos. CTR tendrá por objeto: a) Desarrollar proyectos energéticos mediante (i) el cateo, exploración, explotación, producción, perforación, extracción, elaboración, comercialización, compra y venta de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos y sus derivados, pudiendo a este efecto ejercer todos los actos relacionados con la industria energética, petrolífera y gasífera, desde el sondeo hasta la obtención de sus productos refinados y subproductos directos, su almacenaje, transporte y distribución, explotación, destilación, industrialización, comercialización, almacenaje y transporte de minerales líquidos y gaseosos de cualquier categoría, inclusive los radioactivos, elaboración, procesamiento y transporte de materias primas y productos relacionados con la petroquímica; y (ii) la generación de energía eléctrica incluyendo la explotación, operación, asistencia de plantas, presas y complejos de generación térmica, hidrotérmica, hidroeléctrica, eléctrica, y de cualquier otro sistema de generación, transformación y utilización de energía eléctrica en cualquiera de sus formas; b) Prestación de servicios, administración y realización de obras eléctricas, gasoductos y otras relacionadas con la actividad, en general, sean pública o privadas. A los efectos de realizar su objeto CTR tendrá plena capacidad para adquirir derechos, contraer obligaciones y realizar todos los actos que no contraríen las leyes vigentes o se opongan a su Estatuto.

Capital social

Las acciones son clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción.

Directorio

El directorio estará compuesto por el número de miembros determinado por la asamblea, entre un mínimo de uno (1) y un máximo de cinco (5) directores titulares, pudiendo la asamblea elegir menor o igual número de suplentes. Los directores durarán en sus cargos 3 (tres) ejercicios, pudiendo ser reelegidos. La Asamblea de Accionistas designará al Presidente. El quórum para constituirse y funcionar será de la mayoría absoluta de sus integrantes y las distintas cuestiones serán resueltas por mayoría absoluta de votos presentes. El directorio tendrá amplias facultades de administración y disposición. El Directorio también podrá celebrar sus reuniones con sus miembros comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, computándose a los efectos del quórum tanto a los directores presentes como a los que participan a distancia. Las actas de las reuniones con sus miembros comunicados entre sí mediante medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras serán confeccionadas y firmadas dentro de los (5) días hábiles de celebrada la reunión por los miembros presentes y el representante del órgano de fiscalización. El órgano de fiscalización deberá dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el transcurso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada.

Transferencia de acciones. Derechos

Con relación a la transferencia de acciones entre vivos por parte de un accionista de CTR ("Parte Adquirente"), el estatuto no prevé un mecanismo específico. Sin perjuicio de ello, el Convenio de Emprendimiento Común y Acuerdo de Accionistas de Central Térmica Roca S.A. (el "Acuerdo") suscripto por Albanesi Inversora S.A. y Tefu S.A. con fecha 31 de agosto de 2011 establece lo siguiente: Se establece que los Accionistas no podrán transferir el todo o parte de sus acciones sin la autorización por escrito del otro Accionista. Asimismo, debe seguirse el siguiente mecanismo que asegura el Derecho de Opción de compra preferente del otro Accionista: (i) El Accionista Enajenante debe notificar al Directorio y al Accionista No Enajenante su intención de transferir sus Acciones a un tercero debiendo constar en dicha notificación la identidad del adquirente, la cantidad de acciones ofrecidas y que se ha notificado al tercero adquirente de la existencia de este Derecho de Opción de Compra preferente; (ii) Dentro de los 15 días corridos de la notificación mencionada, el Accionista No Enajenante puede, a su sola opción, o bien ejercer el derecho preferente de adquirir las Acciones ofrecidas o bien ofrecer a la venta parte o la totalidad de sus Acciones al Adquirente. En caso de no ejercer su opción en este período, se entenderá que el Accionista No Enajenante ha rechazado su oferta quedando autorizado el Accionista Enajenante para disponer de las Acciones en favor del tercero Adquirente.

En cuanto al Precio de las Acciones a enajenar: (i) si la transferencia es entre los Accionistas, se establece en el Acuerdo un mecanismo especial de valuación, en el cual se designará a una consultora de prestigio internacional que se encargue de ello; (ii) si la transferencia es a un tercero, el precio será establecido por el Accionista Enajenante.

Asambleas de accionistas

Las asambleas de accionistas se regirán por las disposiciones del artículo 233 de la ley 19.550. Las asambleas pueden ser citadas en forma simultánea en primera y segunda convocatoria en la forma prevista en el artículo 237 de la ley 19.550, sin perjuicio de lo allí dispuesto para el caso de asamblea unánime, en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día, una hora después de fracasada la primera. En caso de convocatoria sucesiva, se estará a lo dispuesto en el artículo 237 antes citado. Rigen el quórum y mayorías determinados por los artículos 243 y 244 de las leyes N° 19.550 y 22.686, respectivamente, según la clase de asamblea, convocatoria y materias que se traten, excepto en cuanto al quórum en la constitución de la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, que se considerará constituida cualquiera sea el número de accionistas presentes con derecho a voto. Las asambleas también podrán celebrar sus reuniones a distancia por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, computándose a los efectos del quórum tanto a los accionistas presentes como a los que participan a distancia. Las actas de las asambleas celebradas a distancia por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras serán confeccionadas dentro de los (5) días de celebrada. Las actas serán suscriptas dentro de los (5) días por el Presidente, los socios designados al efecto y el representante del órgano de fiscalización quien dejará expresa constancia en el acta de la regularidad de las decisiones adoptadas. Asimismo, el Sr. Presidente dejará expresa constancia en el acta de los accionistas que han participado a distancia. El acta consignará las manifestaciones tanto de los accionistas presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada.

Reuniones societarias a distancia – Resolución CNV 830 /2020

Con fecha 3 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 830/2020, que entró en vigencia el día 5 de abril de 2020, reglamentando la celebración de reuniones de directorio y asambleas a distancia, aun cuando dicho extremo no se encuentre contemplado en el estatuto social de las emisoras (tal como es el caso de las Sociedades), durante la vigencia del Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, (para más información ver *“La propagación del coronavirus, o COVID-19, ha tenido y continuará teniendo un impacto significativo adverso en la economía global que aún no es totalmente determinable, y el rápido desarrollo y propagación de esta situación imposibilita cualquier predicción relacionada con el impacto adverso final del COVID-19 para las Co-Emisoras”* en la sección *“Factores de Riesgo”*) siempre que se cumplan, entre otros, los siguientes recaudos:

- Garantizar el libre acceso a las reuniones de todos los accionistas con voz y voto.
- La reunión deberá realizarse por un canal que permita transmitir sonido, imagen y palabras y permitir su grabación en soporte digital.
- Tanto la convocatoria como su comunicación por la vía legal y estatutaria correspondiente deberán contener en forma clara y sencilla el canal de comunicación elegido, modo de acceso y procedimiento para emisión de voto a distancia por medios digitales. Asimismo, se debe difundir un correo electrónico.
- La comunicación de asistencia de los accionistas deberá realizarse al correo electrónico brindado al efecto. En el caso de apoderados, deberán enviar el instrumento habilitante con cinco (5) días hábiles de anticipación, suficientemente autenticado para este caso.
- El acta de asamblea deberá contener sujetos, carácter de su participación a distancia, lugar donde se encontraban y medio técnico empleado para su participación.
- La copia en soporte digital de la reunión deberá ser conservada por las Co-Emisoras durante cinco (5) años y quedar a disposición de los socios que la soliciten.
- El órgano de fiscalización deberá hacer un ejercicio pleno de todas sus funciones velando por el debido cumplimiento de las normas legales, reglamentarias y estatutarias, con especial observancia a los recaudos mínimos contenidos en la Resolución.
- Difusión de la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios para garantizar los derechos de los accionistas.
- Contar con el quórum necesario para celebrar asambleas extraordinarias y resolver como primer punto del orden del día la celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social.

Durante el período señalado en la Resolución General N° 830/2020, se podrán celebrar reuniones del órgano de administración a distancia, aun en el supuesto en que el estatuto social no las hubiera previsto, en la medida que se cumpla con lo dispuesto por el artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales.

Asimismo, y debido a las medidas de emergencia sanitaria vigentes, se establece que una vez levantadas las mismas, la primera asamblea de accionistas presencial que se celebre deberá ratificar lo actuado por el órgano de administración como punto expreso del orden del día, con el quórum exigible para las asambleas extraordinarias y con las mayorías necesarias para la reforma del estatuto social.

b) Contratos Importantes

A la fecha del presente Prospecto, las Co-Emisoras no cuentan con contratos importantes distintos de aquellos originados en el curso ordinario de los negocios.

c) Controles de Cambio

Advertencia

A continuación, se presenta un resumen de ciertas cuestiones relativas al acceso al mercado cambiario en Argentina para la transferencia de divisas al exterior. Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha del presente Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a modificaciones posteriores de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a la fecha del presente Prospecto. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de dichas reglamentaciones estarán de acuerdo con la interpretación de dichas reglamentaciones que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se aconseja a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de las consecuencias cambiarias, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

Todas las referencias a “Comunicaciones” son efectuadas a Comunicaciones del BCRA.

Introducción

En el año 2002 el Gobierno Argentino impuso una serie de restricciones a la economía después de 10 años de convertibilidad entre las que se incluyeron aquellas destinadas al control de ingreso y egreso de divisas.

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005, el poder ejecutivo estableció que (a) todo ingreso de fondos al MULC originado en el endeudamiento con el exterior de personas humanas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior y a las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados; (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el MULC destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, excluyendo la inversión extranjera directa y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberían cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podían ser transferidos fuera del MULC al vencimiento de un plazo de 365 días corridos contados desde la fecha de toma de razón del ingreso de los mismos; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados debía acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) debía constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente durante un plazo de 365 días corridos según lo dispuesto en las regulaciones; y (iv) dicho depósito debía ser constituido en Dólares y depositado en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía o colateral de operaciones de crédito de ningún tipo.

Sin perjuicio de que durante la gestión del ex Presidente Mauricio Macri se emitieron numerosas Comunicaciones a los efectos de flexibilizar el MULC, a causa de diversos factores que impactaron en la evolución de la economía argentina y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del Gobierno argentino acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en

el marco del proceso eleccionario que tuvo lugar durante 2019, con fecha 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad de Urgencia N° 609/2019, que estableció que, en principio hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que estableciera el BCRA oportunamente. En ese marco, el mismo 1 de septiembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 con el objetivo de regular desde esta fecha los ingresos y los egresos en el mercado de cambios a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas internacionales ante el alto grado de incertidumbre y volatilidad del tipo de cambio. Con posterioridad, el BCRA emitió ciertas comunicaciones modificando la Comunicación “A” 6770, profundizando los controles de cambios y las restricciones al ingreso y egreso de divisas. El 27 de diciembre de 2019 se prorrogó el plazo de vigencia de los controles cambiarios mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 91/2019, el cual no prevé una fecha de terminación.

A continuación, se describen los aspectos más importantes de la normativa cambiaria emitida por el BCRA (las “Normas de Exterior y Cambios”):

1. Ingresos por el mercado de cambios

1.1. Cobros de exportaciones de servicios

De conformidad con el punto 2.2 de las Normas de Exterior y Cambios, Los cobros por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deberán ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios en un plazo no mayor a los 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

1.2. Enajenación de activos no financieros no producidos

De conformidad con el punto 2.3 de las Normas de Exterior y Cambios, la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos deberá ingresarse y liquidarse en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

1.3. Endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con el punto 2.4 de las Normas de Exterior y Cambios, las deudas de carácter financiero con el exterior desembolsadas a partir de 01.09.19 deberán ser ingresadas y liquidadas en el mercado de cambios como uno de los requisitos para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. El endeudamiento debe estar declarado en el relevamiento establecido en la Comunicación “A” 6401 (tal como fuera modificada o complementada, el “Relevamiento de Activos y Pasivos Externos”) en tanto también constituye un requisito para el acceso al mercado de cambios para el repago de servicios de deuda financiera.

1.4. Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

De conformidad con el punto 2.5 de las Normas de Exterior y Cambios, las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29.11.19, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses.

1.5. Excepciones a la obligación de liquidación

De conformidad con el punto 2.6 de las Normas de Exterior y Cambios, no resultará exigible la liquidación en el mercado de cambios de los fondos en moneda extranjera que reciban los residentes por las operaciones previstas en los puntos 2.1. a 2.5 de las Normas de Exterior y Cambios, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- Los fondos ingresados sean acreditados en cuentas denominadas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.
- El ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado de cambios que sea aplicable a la operación.

- Los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al mercado de cambios contra moneda local, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado.
- Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.
- La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

A los efectos del registro de estas operaciones se deberán confeccionar dos boletos sin movimiento de pesos, por los conceptos de compra y venta que correspondan, computándose el monto por el cual se utiliza este mecanismo a los efectos de los límites mensuales que pudieran ser aplicables según el caso.

En todos los casos se deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de tener conocimiento de que los fondos que se aplican bajo esta modalidad serán computados a los efectos del cálculo de los límites que normativamente correspondan al concepto de venta de cambio que corresponda y que no los excede.

1.6. Cobro de exportaciones de bienes

De conformidad con las secciones 7, 8 y 9 de las Normas de Exterior y Cambios, el contravalor en divisas de exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019 hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado de cambios en los plazos que corresponda según el tipo de bien y la operación de que se trate

Independientemente de los plazos máximos para liquidar divisas según el tipo de bien y operación de que se trate, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

El exportador deberá seleccionar una entidad para que realice el “Seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones de bienes”. La obligación de ingreso y liquidación de divisas de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

2. Egresos por el mercado de cambios

2.1. Declaración jurada del cliente respecto a operaciones con títulos valores

De conformidad con lo dispuesto en el punto 3.16.3 de las Normas de Exterior y Cambios, las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios, adicionalmente a los requisitos que sean aplicables en cada caso, las entidades deberán requerir la presentación de una declaración jurada del cliente en la que conste que:

- en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes;
- se compromete a no concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes, a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 (noventa) días corridos subsiguientes.

En caso de que el cliente sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada en la que conste:

- el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente. A los efectos de determinar la existencia de una relación de control directo deberán

considerarse los tipos de relaciones descriptos en el punto 1.2.2.1. de las normas de “Grandes exposiciones al riesgo de crédito”.

- que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 (noventa) días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos –excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios.

La entidad también podrá considerar cumplimentado lo indicado en el punto 3.16.3.4., en el caso de que el cliente haya presentado una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto 3.16.3.3. dejando constancia de lo previsto en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2.

En las declaraciones juradas elaboradas para dar cumplimiento a los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. no deberán tenerse en cuenta las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá comprometerse a presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

Este requisito no resultará de aplicación para aquellas operaciones de egresos que correspondan a:

- i) operaciones de clientes realizadas en el marco del punto 3.14.1. en la medida que corresponda a la transferencia al exterior de los fondos remanentes en una "Caja de ahorro para turistas" al momento de cierre.
- ii) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.14.2. a 3.14.5.;
- iii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra;
- iv) operaciones comprendidas en el punto 3.13.1.4. en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Las entidades por sus operaciones propias en carácter de cliente deberán dar cumplimiento solo a lo previsto en los puntos 3.16.3.3. y 3.16.3.4.

2.2. Declaración jurada del cliente respecto a sus tenencias de activos externos líquidos.

De conformidad con el punto 3.16.2 de las Normas de Exterior y Cambios, a los efectos de otorgar acceso al mercado de cambios para operaciones de egresos, la entidad correspondiente deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que cuente al momento de acceso al mercado de cambios con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que:

- La totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no posea activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado por un monto superior equivalente a USD 100.000 (cien mil dólares estadounidenses).

Serán considerados activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos con custodia en el país o en el exterior, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.).

No deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior al establecido en el primer párrafo, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos:

- i) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios;
- ii) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios;
- iii) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 (cinco) días hábiles desde su percepción;
- iv) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos.

En esta última declaración jurada del cliente deberá constar expresamente el valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio del día y los montos que asigna a cada una de las situaciones descriptas en los incisos i) a iv) que sean aplicables.

- Se compromete a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los 5 (cinco) días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28.5.2020.

Este requisito no resultará a aplicación para aquellas operaciones de egresos que correspondan a:

- i) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.8., 3.13. y 3.14.1. a 3.14.5.;
- ii) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente;
- iii) cancelaciones de financiamientos en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; o
- iv) pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, de compra, de débito o prepagas emitidas en el país.

2.3. Pagos de servicios prestados por no residentes

De conformidad con el punto 3.2 de las Normas de Exterior y Cambios, como regla general, las entidades podrán dar acceso para cancelar deudas por servicios en la medida que verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

También se deberá verificar que el cliente cuente con la declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios (SIMPES) en estado "APROBADA" a excepción de las operaciones que correspondan a los servicios que se cursen por los códigos de concepto S02, S03, S06, S25, S26 y S27.

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

También será necesaria dicha conformidad para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior, excepto para:

- Las emisoras de tarjetas de crédito por los giros por turismo y viajes en la medida que no correspondan a las operaciones que requieran la conformidad previa del BCRA según lo previsto en el punto 4.1.4 de las Normas de Exterior y Cambios.

- Agentes locales que recauden en el país los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.
- Las entidades por los gastos que abonen a entidades del exterior por su operatoria habitual.
- Pagos de primas de reaseguros en el exterior. En estos casos, la transferencia al exterior deberá ser realizada a nombre del beneficiario del exterior admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación.
- Transferencias que realicen las empresas de asistencia al viajero por los pagos de siniestros de cobertura de salud originados en servicios prestados en el exterior por terceros a sus clientes residentes.
- Pagos por arrendamientos operativos de buques que cuenten con la autorización del Ministerio de Transporte de la Nación y sean utilizados para prestar servicios en forma exclusiva a otro residente no vinculado, en la medida el monto a pagar al exterior no supere el monto abonado por este último neto de las comisiones, reintegros de gastos u otros conceptos que corresponde sean retenidos por el residente que realiza el pago al exterior.
- Pago del capital de deudas a partir del vencimiento, cuando el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco del punto 3.18., por el equivalente al valor que se abona.
- Pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar, cuando el cliente cuente con una certificación emitida en los 5 (cinco) días hábiles previos por una entidad en el marco de lo dispuesto en el punto 3.19., por el equivalente al valor que se abona.

2.4. Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

De conformidad con el punto 3.3 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso en la medida que verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para precancelar los servicios de intereses de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios.

2.5. Pagos de utilidades y dividendos

De conformidad con el punto 3.4 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan las siguientes condiciones:

- Las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados.
- El monto total abonado por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.

La entidad deberá contar con una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de la misma.

- La entidad deberá verificar que el cliente haya dado cumplimiento en caso de corresponder, a la declaración de la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos" por las operaciones involucradas
- La empresa encuadra en algunas de las siguientes situaciones y cumple la totalidad de las condiciones estipuladas en cada caso:
 - Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17.1.2020.
 - El monto total de transferencias por este concepto cursadas a través del mercado de cambios desde el 17.01.2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el 30% del valor de los nuevos aportes de inversión extranjera directa en empresas residentes ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir de la mencionada fecha.
A tal efecto, la entidad deberá contar con una certificación emitida por la entidad que dio curso a la liquidación respecto a que no ha emitido certificaciones a los efectos previstos en este punto por un monto superior al 30% del monto liquidado.

- El acceso se produce en un plazo no menor a los 30 días corridos desde la liquidación del último aporte que se computa a efectos del requisito previsto en el punto anterior.
- El cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte. En caso de no disponerla, deberá presentar constancia del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la decisión de capitalización definitiva de los aportes de capital computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes y presentar la documentación de la capitalización definitiva del aporte dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.
- Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el "PLAN GAS".
 - Las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16.11.2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido en el artículo 2º del Decreto N° 892/20.
 - El acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 (dos) años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto.
 - El cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
- Cuento con una certificación de incremento de exportaciones de bienes.
 - El cliente cuenta con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco del punto 3.18., por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

Los casos que no encuadren en lo expuesto precedentemente requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para el giro al exterior de divisas por estos conceptos.

2.6. Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con el punto 3.5 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior en la medida que se verifiquen las siguientes condiciones:

- El deudor demuestre el ingreso y liquidación de divisas en el mercado de cambios por un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento financiero con el exterior.

Este requisito se considerará cumplimentado en los siguientes casos:

- endeudamientos desembolsados con anterioridad al 01.09.19;
- endeudamientos originados a partir del 01.09.19 que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso en virtud de la normativa aplicable, en la medida que las refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original;
- por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas;
- por la diferencia entre el valor efectivo de emisión y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior colocados bajo la par;
- por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en el contrato de endeudamiento;
- por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 9.10.2020 con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años que fueron entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15.10.2020 y el 30.6.22, que hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17;
- por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 7.1.21 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha

de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros 2 (dos) años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados;

- por la porción suscripta con moneda extranjera en el país de emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 5.2.21.
- La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
- El acceso al mercado de cambios por parte de residentes, incluidas las entidades, para cursar precancelaciones de servicios de capital e intereses de deuda con una anterioridad mayor a los 3 días hábiles de su vencimiento, requerirá conformidad previa del BCRA, excepto que se verifique alguno de los siguientes casos:
 - Precancelación de capital e intereses en forma simultánea con la liquidación de nuevo endeudamiento financiero con el exterior.
 - Precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda.
 - Precancelación en el marco de un proceso de refinanciación en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17.

2.7. Pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y obligaciones en moneda extranjera entre residentes

De conformidad con el punto 3.6 de las Normas de Exterior y Cambios, se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 01.09.19. excepto por:

- las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito;
- las emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto 3.6.2 de las Normas de Exterior y Cambios y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones;
- las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29.11.19, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios;
- las emisiones realizadas a partir del 9.10.2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en el exterior o en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 2 (dos) años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17.;
- las emisiones realizadas a partir del 7.1.21 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los 2 (dos) primeros años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

2.8. Pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios

De conformidad con el punto 3.7 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de principal y/o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables.

2.9. Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados

De conformidad con el punto 3.8 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas residentes para la formación de activos externos (códigos de conceptos A01, A02, A03, A04, A06, A07, A08, A09, y A14), remisión de ayuda familiar y para la operatoria con derivados (código de concepto A05) –excepto las previstas en el punto 4.4.2 de las Normas de Exterior y Cambios.–, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se supere el equivalente de US\$ 200 (doscientos dólares estadounidenses) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados, entre otros requisitos.

2.10. Compra de moneda extranjera por parte de otros residentes –excluidas las entidades– para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

De conformidad con el punto 3.10 de las Normas de Exterior y Cambios, el acceso al mercado de cambios por parte de personas jurídicas que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, requerirá la conformidad previa del BCRA para la formación de activos externos (códigos de conceptos A01, A02, A03, A04, A06, A07, A08, A09 y A14) y para la operatoria con derivados (código de concepto A05), excepto las previstas en el punto 3.12.1 de las Normas de Exterior y Cambios.

2.11. Otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica

De conformidad con el punto 3.11 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a los residentes con endeudamientos con el exterior o los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para la compra de moneda extranjera para la constitución de las garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento en las siguientes condiciones:

- Se trate de deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con una entidad financiera del exterior o agencia oficial de crédito a la exportación o endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados, que normativamente tengan acceso al mercado de cambios para su repago, en cuyos contratos se prevea la acreditación de fondos en cuentas de garantía de futuros servicios de las deudas con el exterior.
- Los fondos adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales en el marco de las condiciones establecidas en los contratos. Únicamente se admitirá la constitución de las garantías en cuentas abiertas en entidades financieras del exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamiento contraídos con anterioridad al 31.08.19.
- Las garantías acumuladas en moneda extranjera, que podrán ser utilizadas para el pago de servicios, no superen el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios.
- El monto diario de acceso no supere el 20 % del monto previsto en el punto anterior.
- La entidad interviniente haya verificado la documentación del endeudamiento externo del deudor y cuente con los elementos que le permita avalar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en estas disposiciones.

Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen en la cancelación del servicio de deuda comprometido y/o el mantenimiento del monto de la garantía exigido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior en función del punto 3.5 o de títulos de deuda locales con acceso al mercado de cambios en función de lo dispuesto por el punto 3.6 de las Normas de Exterior y Cambios, para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa para cada caso, en las siguientes condiciones:

- Los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales.
- El acceso se realice con una anterioridad que no supere en más de 5 días hábiles el plazo admitido en cada caso.

- El acceso se realice por un monto diario que no supere el 20 % del monto que se cancelará al vencimiento.
- La entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso.

Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

2.12. Compra de moneda extranjera para operaciones con derivados financieros

De conformidad con el punto 3.12 de las Normas de Exterior y Cambios:

- Se admitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el "Relevamiento de activos y pasivos externos", en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos.

El cliente que acceda al mercado de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 días hábiles siguientes.

- Las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al mercado de cambios por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se registrarán por lo dispuesto en los puntos 3.8. y 3.10 de las Normas de Exterior y Cambios, según corresponda.
- Todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11.09.19 deberán efectuarse en moneda local.

2.13. Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

De conformidad con el punto 3.12 de las Normas de Exterior y Cambios, el acceso al mercado de cambios por parte de clientes no residentes no incluidos en los incisos siguientes requerirá la conformidad previa del BCRA para la compra de moneda extranjera.

No se encuentran alcanzadas por este requisito las operaciones de:

- Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación.
- Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones.
- Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones.
- Las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado.
- Compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US\$ 100 (dólares estadounidenses cien) en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 días corridos anteriores.

- Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24043, 24411 y 25914 y concordantes.
- Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 2.10.2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso.

2.14. Pagos de Importaciones y Otras Compras de Bienes en el Exterior

De conformidad con el punto 10 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos al exterior por importaciones argentinas de bienes y otras compras de bienes cuando se reúnan las condiciones especificadas en la norma aplicable.

3. Operaciones con títulos valores

3.1. Restricciones impuestas por el BCRA

Las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país, pudiéndose liquidar en pesos en el país solamente aquellas operaciones concertadas en el país.

No podrán concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferirlos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes:

- los beneficiarios de refinanciaciones previstas en el punto 1.1.1. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su cancelación total;
- los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstas en los puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su cancelación total;
- los beneficiarios de financiaciones en pesos comprendidas en el punto 2. de la Comunicación "A" 6937, en los puntos 2. y 3. de la Comunicación "A" 7006 y normas complementarias; hasta su cancelación total;
- los beneficiarios de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto a la actualización del valor de la cuota;
- aquellas personas humanas alcanzados por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020.

No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

Las operaciones de compra venta de títulos valores que se realicen con liquidación en moneda extranjera deberán abonarse por alguno de los siguientes mecanismos:

- mediante transferencia de fondos desde y hacia cuentas a la vista a nombre del cliente en entidades financieras locales; o
- contra cable sobre cuentas bancarias a nombre del cliente en una entidad del exterior que no esté constituida en países o territorios donde no se aplican o no se aplican suficientemente las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional.

En ningún caso, se permite la liquidación de estas operaciones mediante el pago en billetes en moneda extranjera o mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros.

3.2. Normativa de CNV aplicable a operaciones con títulos valores

Según lo dispuesto en el Capítulo V, Título XVIII de las normas de la CNV:

- Para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos (2) días hábiles contados a partir de su acreditación en el agente depositario. En el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.
- Para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos (2) días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho agente depositario sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la Comisión Nacional de Valores.
- Los valores negociables acreditados en el agente depositario central de valores negociables, provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera hasta tanto hayan transcurrido dos (2) días hábiles desde la acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local. En el caso que dichos valores negociables sean aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción local, el plazo mínimo de tenencia será de un día hábil a computarse de igual forma.
- En las operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo ley local, por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título VI de las Normas de la CNV, que asimismo revistan el carácter de inversores calificados, se deberá observar
 - para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en pesos no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en dicha moneda, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente;
 - para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente; y
 - para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente.
- La CNV anunció, el 3 de marzo de 2022, que a partir del 7 de marzo de 2022 se levantaron las Resoluciones N° 907 y N° 911, y se introdujeron las siguientes modificaciones: por un lado, se eliminó el cupo semanal de 50.000 valores nominales para la liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en Dólares Estadounidenses bajo legislación local en moneda extranjera; y por el otro, se dispuso que la concertación y liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera no supondría restricciones sobre otras operatorias en mercados regulados.

4. Refinanciación de vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera hasta el 30.12.22.

Deberán presentar ante el BCRA un plan de refinanciación aquellos deudores que deseen acceder al mercado para pagar vencimientos de capital programados entre el 15.10.2020 y el 31.12.22 por las siguientes operaciones:

- endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor;

- endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades;
- emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades.

Lo indicado precedentemente no resultará de aplicación cuando los vencimientos de capital correspondan a:

- endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos;
- endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos;
- endeudamientos originados a partir del 01.01.2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios;
- endeudamientos originados a partir del 01.01.2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en el punto 3.17.3.;
- la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el punto 3.17.3.;
- un deudor que accederá al mercado de cambios para la cancelación del capital por los endeudamientos comprendidos por un monto que no superará el equivalente a USD 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades.

El plan de refinanciación deberá basarse en los siguientes criterios:

- el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no superará el 40 % del monto de capital que vencía; y
- el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 (dos) años.

5. Régimen Penal Cambiario

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario.

6. Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

De conformidad con la Comunicación “A” 6401 del BCRA, el BCRA implementó el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en la cual los residentes argentinos deberán registrar la siguiente información:

- Pasivos externos al final de cualquier trimestre calendario, o pasivos externos que se hayan cancelado durante ese trimestre.
- Los residentes cuyo saldo de activos y pasivos externos al final de cada año alcance o supere el equivalente de U\$S50 millones, deben hacer una presentación anual (que permitirá complementar, ratificar y/o rectificar las presentaciones trimestrales realizadas), la cual podrá ser optativamente presentada por cualquier persona humana o jurídica.

La declaración trimestral se presentará dentro de los 45 días desde el cierre del trimestre calendario de referencia. La declaración anual se presentará dentro de los 180 días desde el cierre del año calendario de referencia.

7. Restricciones adicionales al acceso al Mercado de Cambios

Comunicación “A” 7518 del BCRA

El 2 de junio de 2022 se publicó la Comunicación “A” 7518 del BCRA mediante la cual se establece que, en la medida que se verifiquen las condiciones previstas en dicha Comunicación, los cobros de exportaciones de servicios, de los conceptos detallados, quedarán exceptuados del requisito de liquidación en el mercado de cambios.

Los fondos deberán ser acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.

Se deberán confeccionar dos boletos sin movimiento de pesos, el boleto de compra se realizará por el concepto de servicios que corresponda y el boleto de venta deberá registrarse a nombre del exportador bajo el concepto "A22. Acreditación de cobros de exportaciones de servicios".

Para un detalle de la totalidad de las regulaciones cambiarias vigentes al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y leer las regulaciones del Banco Central, Decreto N° 260/2002, Decreto N° 616/2005, de la Resolución MEP N° 365/2005, de la Ley Penal Cambiaria y la Resolución N° 1/2017 del Ministerio de Hacienda, Decreto 609/2019, con sus reglamentaciones, normas complementarias y reglamentarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia – www.infoleg.gov.ar) o del Banco Central (www.bcra.gov.ar).

d) Carga tributaria

Generalidades

Este resumen se basa en las leyes y regulaciones impositivas que se encuentran en vigor en Argentina a la fecha de este Prospecto con respecto al resultado de la adquisición, tenencia y disposición de obligaciones negociables. Este resumen se encuentra sujeto a cualquier modificación posterior, incluso de carácter retroactivo, de leyes y/o regulaciones específicas de Argentina que pudieran entrar en vigor con posterioridad a dicha fecha. No es posible brindar garantía alguna acerca de que los tribunales y/o las autoridades impositivas de Argentina responsables de la aplicación de dichas normativas compartan esta interpretación. Este resumen no aborda todas las consecuencias impositivas en Argentina que podrían ser aplicables a tenedores específicos de las Obligaciones Negociables y no se propone brindar una descripción integral de todas las consideraciones en materia tributaria en Argentina que podrían ser relevantes sobre la adquisición, tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables.

Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo Argentina), en particular, y sin carácter taxativo, sobre las consecuencias derivadas del cobro de intereses y de la venta, rescate o cualquier otra forma de enajenación de las Obligaciones Negociables.

I. Impuesto a las Ganancias

1.1. Intereses

(a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

Con la sanción de la Reforma Tributaria, los pagos de intereses sobre las Obligaciones Negociables a inversores personas humanas residentes en Argentina o sucesiones indivisas allí radicadas quedaron alcanzados para los años fiscales iniciados a partir del 1 de Enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, por el Impuesto a las Ganancias argentino en virtud de lo dispuesto en el artículo 95 de la LIG, que alcanza las ganancias obtenidas en concepto de intereses o rendimientos de Obligaciones Negociables a las siguientes alícuotas: (i) 5%, en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste; o (ii) 15% en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o moneda extranjera.

Conforme al artículo 100 de la LIG cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la LIG por año fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en años fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la LIG y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

Tratándose de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, la Reforma Tributaria estableció reglas específicas que: (i) regulan los procedimientos de imputación de las ganancias provenientes de valores que devenguen intereses o rendimientos, tales como las obligaciones negociables, y (ii) limitan la posibilidad de compensar los resultados derivados de las inversiones previstas en el Capítulo II, Título IV de la LIG con resultados generados en otras operaciones. En el caso de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase (entendiéndose por “clase” al conjunto de ganancias comprendidas en cada uno de los artículos del Capítulo II, Título IV de la LIG). Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

El Decreto N°1170/2018 ofrece la opción de afectar los intereses del año fiscal 2018 al costo computable del título que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado. Por su parte, el artículo 47 de la Ley de Solidaridad ofrece la opción de afectar los intereses de las obligaciones negociables correspondientes al año fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

La Resolución General (AFIP) N°4190/2018 establece para las personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina que no se les aplicará lo establecido con relación al régimen de retención regulado por la Resolución General (AFIP) N°830/2000 con relación a los intereses obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

Sin perjuicio de lo señalado, el Artículo 33 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva y el artículo 1 de la Ley N°27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la Ley del IG (t.o. 2019) por lo que, conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el B.C.R.A., siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526, en tanto que a efectos de la exención de que se trata, se restableció la vigencia - entre otras normas- del punto 4 del Artículo 36 bis de la Ley N°23.576 que, por su parte, exime del impuesto a las ganancias a los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables, en la medida en que se cumplan los Requisitos y Condiciones del Artículo 36 (tal como sucede en el caso de las Obligaciones Negociables).

Cabe destacar que las Condiciones del Artículo 36 son las siguientes:

- (a) las obligaciones negociables deben ser colocadas por medio de una oferta pública autorizada por la CNV;
- (b) los fondos obtenidos mediante la colocación de las obligaciones negociables deberán aplicarse, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor a través del prospecto, a (i) integración de capital de trabajo en el país o refinanciación de pasivos, (ii) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (iii) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía, (v) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados y/u (vi) otorgamiento de préstamos (cuando la emisora sea una entidad financiera regida por la Ley de Entidades Financieras) a los que los prestatarios deberán dar alguno de los destinos a que se refieren los puntos anteriores de este párrafo, conforme a las reglamentaciones que a ese efecto dicte el BCRA (en este supuesto será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV); y
- (c) la Emisora acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinadas por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Si la emisora no cumpliera con las Condiciones del Artículo 36, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables dispone que, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder por la aplicación de la Ley N° 11.683, decaen los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en la Ley de Obligaciones Negociables y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos de los cuales hubieran estado exentos los tenedores de las obligaciones negociables. En tal caso, la emisora debería tributar, en concepto de impuesto a las ganancias, la tasa máxima establecida, con más sus actualizaciones e intereses, con carácter de

pago único y definitivo. La AFIP reglamentó, mediante la Resolución General N° 1516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplida alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Cabe aclarar que adicionalmente al restablecimiento del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la LIG no resultará de aplicación para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (ello conforme al actual texto del inciso h) del artículo 26 de la LIG, sancionado por el artículo 33 de la Ley de Solidaridad). Al respecto señalamos que el artículo 109 de la LIG dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país.

Por otra parte, el artículo 32 de la Ley de Solidaridad ha derogado el artículo 95 de la Ley del IG (t.o. 2019) -ver arriba para mayores detalles- así como el artículo 96 de la misma norma, en ambos casos en la parte correspondiente a las ganancias que encuadren en el Capítulo II del Título IV, de la LIG y a partir del período fiscal 2020, por lo que a partir de dicho momento queda sin efecto el denominado “impuesto cedular” en cuanto se refiere al rendimiento producto de las colocaciones de capital en Obligaciones Negociables emitidas en la Argentina, entre otros activos, obtenidos por personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina), ello sin perjuicio de la exención y la opción referidas en los párrafos anteriores.

Como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones respecto del alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley. Se recomienda a los inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto.

Tal como lo dispuso recientemente la Ley N°27.638, a partir del período fiscal 2021 se considerará que la exención prevista en el inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019) también comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule y en la medida en que las rentas correspondientes no estuvieran comprendidas en la exención prevista en el primer párrafo del inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019). En tal sentido, mediante el Decreto N°621/2021, que reglamenta la Ley N°27.638, se dispuso que los instrumentos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV, o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (ii) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina, entendiéndose por ello la inversión y/o el financiamiento directo o indirecto en proyectos productivos, inmobiliarios y/o de infraestructura destinados a distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios, tales como agropecuarios, ganaderos, forestales, inmobiliarios, telecomunicaciones, infraestructura, energía, logística, economías sustentables, promoción del capital emprendedor, pesca, desarrollo de tecnología y bienes de capital, investigación y aplicación de tecnología a la medicina y salud, ciencia e investigación aplicada, extracción, producción, procesamiento y/o transporte de materias primas, desarrollo de productos y servicios informáticos, como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos aquellos instrumentos en moneda nacional adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias. Existen dudas respecto del alcance de esta exención.

Destacamos que la Resolución General (CNV) N°917 (publicada en el Boletín Oficial en fecha 03 de enero de 2022) dispone que la emisora deberá incluir, en forma destacada, en todo prospecto o suplemento de prospecto, una advertencia que indique si cumple con los requisitos previstos en el citado Decreto N°621/2021 y sobre las consecuencias, para los inversores, que deriven del incumplimiento de las disposiciones aplicables para gozar de la exención impositiva. Se hace saber a los inversores que, en caso de se emitan Obligaciones Negociables en el marco del presente programa, la emisora cumplirá con los requisitos previstos por la Resolución General (CNV) N°917.

(b) Beneficiarios del Exterior

Los intereses percibidos sobre las Obligaciones Negociables por parte de los beneficiarios del exterior (comprendidos en el Título V de la LIG, que se refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina) (“Beneficiarios del Exterior”) se encuentran exentos del pago del impuesto a las ganancias de acuerdo con lo dispuesto en el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 de la LIG en la medida en que (i) se cumplan las Condiciones del Artículo 36; y (ii) los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición de “jurisdicciones no cooperantes” infra, en *“Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación”*).

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la LIG de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

La Emisora debe asumir el compromiso de que cada Clase de Obligaciones Negociables se utilizará en cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36 y será colocada mediante oferta pública. A tal efecto, después de la emisión de cada Clase de Obligaciones Negociables, la Emisora debe presentar ante la CNV los documentos requeridos.

Sin embargo, de acuerdo con el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si posteriormente se descubre que la Emisora ha violado las Condiciones del Artículo 36 o no ha cumplido con ellas, la responsabilidad del pago de los impuestos de los cuales hubieran estado exentos los Tenedores de las Obligaciones Negociables recaerá en la Emisora. En consecuencia, las exenciones especificadas beneficiarán a los Tenedores de las Obligaciones Negociables independientemente de cualquier violación o incumplimiento posterior de la Emisora; en tal sentido, la Emisora deberá tributar en concepto de Impuesto a las Ganancias la tasa máxima establecida con carácter de pago único y definitivo, y los Tenedores de las Obligaciones Negociables tendrán derecho a percibir el monto total adeudado como si no se hubiera requerido ninguna retención. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N°1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la Emisora en el supuesto en que se entienda incumplida alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la LIG que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Asimismo, como se señalara más arriba, el artículo 33 de la Ley Solidaridad y el artículo 1 de la Ley N°27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la LIG, por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526, en tanto que, a efectos de la exención de que se trata se restableció la vigencia -entre otras normas- del punto 4 del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que por su parte exime del impuesto a las ganancias a los Beneficiarios del Exterior por los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables que (tal como sucede en el caso de las Obligaciones Negociables) cumplan los Requisitos y Condiciones del Artículo 36. Cabe aclarar que no aplican en este caso las restricciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N°11.683, que restringen la aplicación de exenciones cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Por otro lado, si los Beneficiarios del Exterior residen en y/o los fondos invertidos provienen de “jurisdicciones no cooperantes”, los intereses estarán siempre sujetos a retención de impuesto a las ganancias, no siendo relevante si se cumplen o no las Condiciones del Artículo 36.

Tal como lo dispuso recientemente la Ley N°27.638, a partir del período fiscal 2021 se considerará que la exención prevista en el inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019) también comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule y en la medida en que las rentas correspondientes no estuvieran comprendidas en la exención prevista en el primer párrafo del inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019). En tal sentido, mediante el Decreto N°621/2021, que reglamenta la Ley N°27.638, se establecieron los

requisitos de aplicación de la presente exención (tal como se dispuso en el apartado "Intereses – a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país). Existen dudas respecto del alcance de esta exención.

Destacamos que la Resolución General (CNV) N°917 (publicada en el Boletín Oficial en fecha 03 de enero de 2022) dispone que la emisora deberá incluir, en forma destacada, en todo prospecto o suplemento de prospecto, una advertencia que indique si cumple con los requisitos previstos en el citado Decreto N°621/2021 y sobre las consecuencias, para los inversores, que deriven del incumplimiento de las disposiciones aplicables para gozar de la exención impositiva. Se hace saber a los inversores que, en caso de se emitan Obligaciones Negociables en el marco del presente programa, la emisora cumplirá con los requisitos previstos por la Resolución General (CNV) N°917.

En el caso que no resultaren de aplicación las exenciones precedentemente detalladas y los Beneficiarios del Exterior de que se trate residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del Decreto N°862/2019 reglamentario de la LIG (junto con sus modificatorias y complementarias, el "Decreto Reglamentario"), dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la LIG a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables.

Por su parte, el artículo 32 de la Ley de Solidaridad ha derogado el artículo 95 de la LIG, así como el artículo 96 de la misma norma, en ambos casos a partir del periodo fiscal 2020 y en cuanto se refiere a las ganancias que encuadren en el Capítulo II del Título IV de la LIG. En consecuencia, a partir del periodo fiscal referido, y en aquellos casos en que no resultaren de aplicación las exenciones expuestas más arriba, se aplicará la alícuota del 35% respecto de los intereses provenientes de las Obligaciones Negociables pagados a Beneficiarios del Exterior.

La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior (i.e., tasa efectiva del 35%), excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada en (a) jurisdicciones no consideradas como no cooperantes o de baja o nula tributación o (b) jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados (i.e., tasa efectiva del 15,05%).

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N°4227/2018, en caso de que las exenciones mencionadas no aplicaran, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención del impuesto.

Como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones respecto del alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley. Se recomienda a los inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto

(c) Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de LIG en general, las sociedades anónimas –incluidas las sociedades anónimas unipersonales–, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la ley N°27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país, las asociaciones civiles y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país en cuanto no corresponda por la LIG otro tratamiento impositivo, las entidades; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N°22.016, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación –excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea Beneficiario del Exterior, los fondos comunes de inversión constituidos en el país no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N°24.083 y sus modificaciones, las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la LIG y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) de dicho artículo que opten por tributar conforme las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción, las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el artículo 22 de la LIG, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares del comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias, y demás sujetos comprendidos en el

Título VI de la LIG (“Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses también estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias.

De acuerdo con las modificaciones introducidas por la Ley N°27.630, publicada en el Boletín Oficial el 16 de junio de 2021 y con efecto para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de la LIG (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas), determinan el impuesto a las ganancias empleando la siguiente escala y alícuotas:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
\$ 0	\$ 5.000.000	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 5.000.000	\$ 50.000.000	\$ 1.250.000	30%	\$ 5.000.000
\$ 50.000.000	En adelante	\$ 14.750.000	35%	\$ 50.000.000

Los montos comprendidos en la escala detallada en el párrafo anterior se ajustarán anualmente a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados por aplicación del mecanismo descripto resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

La ganancia bruta por la venta de las Obligaciones Negociables realizada por Entidades Argentinas se determinaría deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. Asimismo, la LIG considera que los quebrantos derivados de ciertas operaciones financieras son de naturaleza específica. Los inversores deberán considerar el posible impacto que esto generaría en su situación específica.

1.2. Ganancias de capital

(a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

De acuerdo con el artículo 98 de la LIG (t.o. 2019), para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018, inclusive, las ganancias neta resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, conversión, etc.) de las Obligaciones Negociables por parte de personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina), de acuerdo con el artículo 98 de la LIG, se encuentran gravadas por el Impuesto a las Ganancias por las siguientes alícuotas: (i) 5%, en el caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste; o (ii) 15% en el caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera.

Conforme el artículo 100 de la LIG cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la LIG por año fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la LIG y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en Argentina y/o sucesiones indivisas radicadas en Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

Para la determinación de la ganancia bruta en el caso de obligaciones negociables cuyas ganancias por enajenación hubieran estado exentas o no gravadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Reforma Impositiva, el costo a computar es el último precio de adquisición o el último valor de cotización de los valores al 31 de diciembre de 2017, el que sea mayor.

La Reforma Tributaria establece normas específicas para la determinación de la ganancia derivada de la enajenación de valores según sus condiciones de suscripción o adquisición. Asimismo, la Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N°4298/2018, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes inversión -entre otros sujetos- deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1 de enero de 2019.

Sin perjuicio de lo señalado, cabe destacar que, conforme lo enunciáramos más arriba, el artículo 33 de la Ley N°27.541 y el artículo 1 de la Ley N°27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la Ley del IG (t.o. 2019) por lo que, conforme al texto actualmente vigente, la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526, en tanto que a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 3 del artículo 36 bis de la Ley N°23.576, que por su parte exime del IG a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, sin que resulte de aplicación la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la Ley del IG (t.o. 2019).

Adicionalmente, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone, con efecto a partir del período fiscal 2020, que en el caso de activos financieros alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del inciso u) del Artículo 26 de la LIG (p.ej., las Obligaciones Negociables), las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en el país que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del artículo 53 de la LIG, se encuentran exentas del impuesto a las ganancias por los resultados provenientes de operaciones de venta, cambio, permuta o disposición de dichos valores, ello en la medida en que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV. En tales casos las personas humanas y sucesiones indivisas beneficiadas por la exención no estarán sujetas a la exclusión de beneficios dispuesta en el Artículo 109 de la LIG.

Se hace notar a los potenciales inversores que existen dudas respecto del alcance de las exenciones mencionadas en los párrafos anteriores. Se recomienda a dichos inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto.

(b) Beneficiarios del exterior

La LIG establece, en el artículo 26 inciso u), cuarto párrafo, que las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las obligaciones negociables, que fueran obtenidas por los Beneficiarios del Exterior, se encuentran exentas del impuesto a las ganancias, en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

Por su parte, el artículo 34 de la Ley N°27.541 ha incorporado, con efecto a partir del período fiscal 2020, un último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la LIG que exime a los Beneficiarios del Exterior de los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición de los valores no comprendidos en el cuarto párrafo del inciso referido, ello en la medida en que los beneficiarios de que se trata no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la LIG de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

A efecto de las exenciones detalladas en los párrafos precedentes, los Beneficiarios del Exterior no están sujetos a las disposiciones del Artículo 28 de la LIG y sus modificatorias, que establece que las excepciones

otorgadas en Argentina no son aplicables si implican la transferencia de ganancias a autoridades impositivas extranjeras.

Adicionalmente, y conforme enunciáramos más arriba, el artículo 33 de la Ley N°27.541 y el artículo 1 de la Ley N°27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la LIG, por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza (i) a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el B.C.R.A., siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526, en tanto que (ii) a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 3 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, aclarando la norma que cuando se trate de beneficiarios del exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N°11.683 (t.o. 1998), que restringen la aplicación de exenciones cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Cuando se trate de la enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta, de conformidad con el artículo 249 del Decreto Reglamentario de la LIG, la ganancia neta presunta de los resultados derivados de la enajenación quedará alcanzada por el inciso i) del artículo 104 de la LIG (que presume una ganancia neta equivalente al 90% de las sumas pagadas) y, de corresponder, por el segundo párrafo del artículo referido (que brinda la opción de determinar la ganancia neta deduciendo del beneficio bruto pagado los gastos realizados en el país necesarios para su obtención, mantenimiento y conservación, así como las deducciones admitidas por la ley del gravamen según el tipo de ganancia de que se trate y reconocidas por la administración fiscal).

Por su parte, el artículo 250 del Decreto Reglamentario de la LIG dispone que cuando la ganancia sea obtenida por un Beneficiario del Exterior que no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, y no resultara exenta en los términos del cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG, deberá aplicarse la alícuota que corresponda de conformidad con lo previsto en el primer párrafo del artículo 98 de la ley del gravamen (es decir las alícuotas del 5% o 15%, según el caso); en tanto que los Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos por los mismos provengan de jurisdicciones no cooperantes estarán sujetos a la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la LIG.

Cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, éste último deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, tal como surge del artículo 252 del Decreto Reglamentario de la LIG, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior, y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo del enajenante Beneficiario del Exterior, ya sea directamente a través del mecanismo que al efecto establezca la AFIP, o también (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) a través de su representante legal domiciliado en el país.

(c) Entidades Argentinas

Las Entidades Argentinas están sujetas al Impuesto a las Ganancias por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables.

La Ley N°27.630, publicada en el Boletín oficial el 16 de junio de 2021 y con efecto para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, dispuso que los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de LIG (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) determinan el Impuesto a las Ganancias empleando la siguiente escala y alícuotas:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
\$ 0	\$ 5.000.000	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 5.000.000	\$ 50.000.000	\$ 1.250.000	30%	\$ 5.000.000
\$ 50.000.000	En adelante	\$ 14.750.000	35%	\$ 50.000.000

Los montos comprendidos en la escala detallada en el párrafo anterior se ajustarán anualmente a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados por aplicación del mecanismo descrito resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables se determinará deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. La LIG considera como de naturaleza específica los quebrantos provenientes de determinadas operaciones con renta financiera. Los inversores deberán evaluar el potencial impacto que ello podría tener en su caso en particular.

II. Impuesto al Valor Agregado

Considerando que se cumple con los Requisitos y Condiciones del Artículo 36, todas las transacciones y operaciones financieras relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las Obligaciones Negociables así como sus garantías, están exentas del Impuesto al Valor Agregado conforme a lo dispuesto en el punto 1 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables.

Aún si no se cumplieran los Requisitos y Condiciones del Artículo 36, la venta o transferencia de las Obligaciones Negociables estaría igualmente exenta de este impuesto conforme al Artículo 7(b) de la Ley del Impuesto al Valor Agregado.

III. Impuesto sobre los Bienes Personales

De conformidad con la Ley N°23.966 del Impuesto sobre los Bienes Personales y sus modificatorias (la "Ley de Impuesto sobre los Bienes Personales") y el Decreto Reglamentario N°127/1996, las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran sujetas a un Impuesto sobre los Bienes Personales (el "Impuesto sobre los Bienes Personales") sobre sus activos ubicados tanto en Argentina o en el exterior (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año fiscal, excepto que se aplicara una exención. Las personas humanas y las sucesiones indivisas no residentes en Argentina únicamente son responsables por dicho impuesto respecto de sus activos ubicados en Argentina (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año fiscal, excepto que se aplicara una exención. Los títulos valores, tales como las Obligaciones Negociables, únicamente se consideran ubicados en Argentina cuando sean emitidos por una entidad residente en Argentina, como la Emisora.

El Impuesto sobre los Bienes Personales es calculado en referencia al valor de cotización de las obligaciones negociables, en el caso de valores negociables que listan en algún mercado, o al costo de adquisición más los intereses devengados e impagos y diferencias de cambios, en el caso de valores negociables que no listan en mercados públicos, en ambos casos al 31 de diciembre de cada año fiscal.

El Impuesto sobre los Bienes Personales correspondiente a las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, recae sobre los bienes situados en la Argentina y en el exterior existentes al 31 de diciembre de cada año, en la medida que su valor en conjunto exceda la suma de \$6.000.000 (o \$30.000.000 tratándose de inmuebles destinados a casa-habitación). La mencionada Ley dispuso que dichos montos se ajustarán anualmente -a partir del período fiscal 2022- por el coeficiente que surja de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. A dichos efectos, no resultan aplicables las disposiciones del artículo 10 de la ley 23.928 y sus modificaciones.

Sobre el excedente de dicho monto, el impuesto a ingresar por las personas físicas residentes en el país y las sucesiones indivisas radicadas en el mismo será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes sujetos a impuesto radicados en el país, la siguiente escala y alícuotas (que resultan aplicables a partir del período fiscal 2021 y siguientes):

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible

Más de \$	a \$	Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
0	3.000.000, inclusive	0	0,50%	0
3.000.000	6.500.000, inclusive	15.000	0,75%	3.000.000
6.500.000	18.000.000, inclusive	41.250	1,00%	6.500.000
18.000.000	100.000.000, inclusive	156.250	1,25%	18.000.000
100.000.000	300.000.000, inclusive	1.181.250	1,50%	100.000.000
300.000.000	En adelante	4.181.250	1,75%	300.000.000

Dichos montos se ajustarán anualmente -a partir del período fiscal 2022- por el coeficiente que surja de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. A dichos efectos, no resultan aplicables las disposiciones del artículo 10 de la ley 23.928 y sus modificaciones.

El gravamen a ingresar por los bienes situados en el exterior, por parte de los contribuyentes que residan en el país, será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, las siguientes alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Más de \$	a \$	
0	3.000.000 inclusive	0,70%
3.000.000	6.500.000 inclusive	1,20%
6.500.000	18.000.000 inclusive	1,80%
18.000.000	En adelante	2,25%

Además, la Ley N°27.667 delegó en el Poder Ejecutivo Nacional, durante la vigencia del gravamen, la facultad de disminuir las alícuotas aplicables a los bienes situados en el exterior, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. Para tales supuestos se establece (i) una definición de los bienes que se consideran como activos financieros situados en el exterior, y (ii) que el mínimo no imponible se restará en primer término de los bienes situados en el país.

En uso de sus facultades delegadas, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N°912/2021 mediante el cual dispuso que las alícuotas incrementadas no serán aplicables en la medida en que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación y permanencia en el país de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior. La repatriación debe realizarse al 31 de marzo de

cada año, inclusive, y el porcentaje debe representar, por lo menos, un 5% del total del valor de los bienes situados en el exterior.

Los sujetos de este impuesto podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Este crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior. En caso de que el contribuyente abonase el impuesto por los bienes situados en el exterior con las alícuotas incrementadas, el cómputo respectivo procederá, en primer término, contra el impuesto que resulte con respecto a los bienes situados en el país, y el remanente no computado podrá ser utilizado contra el gravamen determinado por los bienes situados en el exterior.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas al Impuesto sobre los Bienes Personales a la alícuota del 0,50 %. El impuesto debe ser ingresado por la persona residente en la Argentina que tenga el dominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de los valores.

Si bien las Obligaciones Negociables cuya titularidad directa corresponda a personas humanas residentes en el exterior y a sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina respecto de los cuales no exista un sujeto en Argentina que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito se encontrarían, técnicamente, sujetas al pago del Impuesto sobre los Bienes Personales, la ley del gravamen no establece método o procedimiento alguno para su cobro.

Si bien el Impuesto sobre los Bienes Personales se aplica únicamente a los títulos valores en poder de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en Argentina o en el exterior, según se indica más arriba, la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales establece una presunción legal, irrefutable, en virtud de la cual los títulos valores emitidos por emisoras privadas argentinas que sean de titularidad directa de una persona jurídica extranjera que (i) sea residente en una jurisdicción que no exija que las acciones o títulos valores privados se detenten en forma nominativa y (ii) que (a) de conformidad con sus estatutos o el régimen regulatorio aplicable a dicha entidad extranjera, esté únicamente autorizada a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución o (ii) no le esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas humanas domiciliadas, o sucesiones indivisas radicadas, en Argentina, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del Impuesto sobre los Bienes Personales.

En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el Impuesto sobre los Bienes Personales a una alícuota incrementada en un 100% para las emisoras (el “Obligado Sustituto”). De conformidad con la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores tal como lo son las Obligaciones Negociables: (a) compañías de seguros; (b) fondos comunes abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

Asimismo, el Decreto N°812/1996, del 24 de julio de 1996 -decreto reglamentario de la Ley de Impuesto sobre los Bienes Personales- dispone que la presunción legal analizada precedentemente no se aplicará a las acciones y títulos valores privados, tales como las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que puedan negociarse en mercados o bolsas de valores ubicados en Argentina o en el extranjero. A fin de asegurar que esta presunción legal no será de aplicación y, por lo tanto, que la emisora privada argentina no estará obligada como un Obligado Sustituto en relación con las Obligaciones Negociables, la emisora deberá mantener en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV en la que se autoriza la oferta pública de las acciones o títulos de deuda (en este caso, las Obligaciones Negociables) y evidencia que acredite que dicho certificado o autorización estaba en vigencia el 31 de diciembre del año en que se originó la obligación tributaria según lo exige la Resolución General N°2.151 de la AFIP de fecha 31 de octubre de 2006. En el caso de que las autoridades tributarias argentinas consideren que no existe documentación suficiente que sustente la autorización de la CNV y / o la autorización para que los títulos de deuda coticen en bolsas de valores de Argentina o del extranjero, el emisor deberá pagar el Impuesto sobre Bienes Personales como Obligado Sustituto.

Cabe aclarar que la Ley de Solidaridad ha establecido que, con efectos a partir del periodo fiscal 2019, respecto de la condición de los contribuyentes, el sujeto del impuesto se regirá por el criterio de residencia en los términos de los artículos 119 y siguientes de la LIG (116 y siguientes conforme a lo normado en el Decreto N° 99/2019), quedando sin efecto el criterio del domicilio. Por su parte, el Decreto N°99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al impuesto debe entenderse referida a “residencia”.

Las condiciones de aplicación de los criterios de residencia en relación con este Impuesto se encuentran reglamentadas por la Resolución General N°4.760 de AFIP, publicada en el Boletín Oficial el 17 de julio de 2020.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General N°4.815 de AFIP, publicada en el Boletín Oficial el 16 de septiembre de 2020, se estableció un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por el denominado como impuesto PAIS (ver debajo). Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del Impuesto sobre los Bienes Personales o del Impuesto a las Ganancias, según el caso.

Recientemente, por medio de la Ley N°27.638, publicada en el Boletín Oficial en fecha 4 de agosto de 2021, se introdujeron modificaciones a la Ley del IBP. Entre otras modificaciones introducidas por aquella ley, se incorporaron nuevas exenciones al artículo 21 del Título VI de la Ley de IBP, con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, para los siguientes conceptos: (i) las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los requisitos del artículo 36 de la Ley N°23.576 y modificatorias; (ii) los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule; y (iii) las cuotapartes de fondos comunes de inversión comprendidos en el artículo 1° de la Ley N°24.083 que regula la materia, y los certificados de participación y valores representativos de deuda fiduciaria de fideicomisos financieros que hubiesen sido colocados por oferta pública con autorización de la CNV, y cuyo activo subyacente principal esté integrado, como mínimo, en un porcentaje a determinar por la reglamentación, por los depósitos y bienes a los que se refieren los incisos g), h), i) y j) del artículo 21 de la Ley del IBP.

Con respecto a los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, el Decreto N°621/2021 -reglamentario de la Ley N°27.638- dispuso que dichos instrumentos son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV, o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina, entendiéndose por ello la inversión y/o el financiamiento directo o indirecto en proyectos productivos, inmobiliarios y/o de infraestructura destinados a distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios, tales como agropecuarios, ganaderos, forestales, inmobiliarios, telecomunicaciones, infraestructura, energía, logística, economías sustentables, promoción del capital emprendedor, pesca, desarrollo de tecnología y bienes de capital, investigación y aplicación de tecnología a la medicina y salud, ciencia e investigación aplicada, extracción, producción, procesamiento y/o transporte de materias primas, desarrollo de productos y servicios informáticos, como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos aquellos instrumentos en moneda nacional adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias.

IV. Impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios

La Ley N°25.413 y sus modificaciones, reglamentada por el Decreto N°380/2001 establece un impuesto aplicable sobre los débitos y créditos en cuentas abiertas en instituciones regidas por la Ley N°21.526 y sobre otras operatorias que reemplacen el uso de dichas cuentas corrientes. Así, el impuesto resulta aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley N°21.526; (ii) ciertas operaciones realizadas con la intervención de entidades financieras que se rigen por la Ley N°21.526, en las que no se utilicen cuentas bancarias, cualquiera sea la denominación que se le otorgue a la operación, los mecanismos empleados para llevarla a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, aun en efectivo, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el mecanismo utilizado para llevarlos a cabo, las denominaciones que se les otorguen y su instrumentación jurídica. Mediante la Resolución General N°2111/06 de la AFIP, el fisco aclaró que los movimientos o entregas de fondos referidos en el punto (iii) son aquellos efectuados a través de sistemas de pago organizados -existentes o no a la vigencia

de este impuesto- que reemplacen el uso de la cuenta bancaria, efectuados por cuenta propia o ajena, en el ejercicio de actividades económicas.

La alícuota general es del 0,6% sobre cada débito y cada crédito. Podrán aplicarse alícuotas incrementadas del 1,2% o, en su caso, alícuotas reducidas del 0,075% a ciertas operatorias especialmente previstas.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a tenedores que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas corrientes abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente y los débitos subsecuentes estarán sujetos al impuesto a una alícuota del 0,6%.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el impuesto.

En uso de las facultades conferidas por el artículo 7 de la Ley N°27.432, el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial de Argentina el 7 de mayo de 2018) dispuso para el caso de titulares de cuentas bancarias sujetas a la alícuota general del 6%, que el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de percepción sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/o a cuenta de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas, o de sus respectivos anticipos. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros, solamente podrá ser transferido, para su agotamiento, a otros períodos de los citados impuestos. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas, el cómputo como crédito del Impuesto a las Ganancias o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%. A partir del dictado de la Ley N°27.432, se facultó al Poder Ejecutivo para aumentar el monto habilitado a tomarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias. Asimismo, la Ley N°27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un cien por ciento (100%) como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias por las empresas que sean consideradas “micro” y “pequeñas” y en un sesenta por ciento (60%) por las industrias manufactureras consideradas “medianas -tramo 1-” (en los términos del artículo 1° de la Ley N°25.300 y sus normas complementarias).

Respecto de los débitos y créditos verificados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas, la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva estableció, para los hechos imponible que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019, que cuando se lleven a cabo extracciones de efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de la extracción en cuestión. Este incremento de la alícuota no se aplicará a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que acrediten la condición de micro y pequeñas empresas.

El Artículo 10, inciso s) del Anexo del Decreto N°380/2001 y sus modificatorias, establece que los débitos y créditos desde y hacia las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central), se encuentran exentos del impuesto si los titulares de dichas cuentas son entidades del exterior y las cuentas son utilizadas exclusivamente para la realización de inversiones financieras en Argentina. No existen exenciones que prevean la no aplicación de este impuesto sobre los pagos de intereses y sobre los resultados de las ventas de Obligaciones Negociables.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de la alícuota de este impuesto, puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General AFIP N°3900/2016.

La Ley N°27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. Además, esa norma estableció que el Poder Ejecutivo Nacional podría disponer que el porcentaje de este impuesto que a la fecha de entrada en vigencia de dicha ley no resulte computable como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias se reduzca progresivamente hasta un 20% por año a partir del 1 de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias.

V. Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)

La Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley en diciembre de 2019, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás

operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Asimismo, la Resolución General (AFIP) N°4815/2020 estableció sobre las operaciones sujetas a dicho impuesto y para los contribuyentes definidos en el artículo 36 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva que califiquen como residentes argentinos, en los términos del artículo 116 y siguientes de la LIG, la aplicación de un cobro del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en Pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva.

Dicho cobro tendrá el carácter de pago a cuenta y será computable en la declaración anual del Impuesto a las Ganancias o, en su caso, en la declaración anual del Impuesto a los Bienes Personales, correspondiente al período fiscal en que se hayan producido.

Adicionalmente, esta resolución general establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a los que se les haya aplicado la recaudación establecida y que no sean contribuyentes del Impuesto a las Ganancias o, en su caso, del Impuesto sobre los Bienes Personales.

VI. Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Es un tributo de carácter provincial que recae sobre el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires sin importar el sujeto que lo realice. Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales, incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cada jurisdicción provincial emite su propia legislación tributaria, razón por la cual el tratamiento fiscal aplicable podría resultar diferente dependiendo de las jurisdicciones involucradas en el caso concreto.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma la habitualidad en el desarrollo de dichas actividades en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de obligaciones negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y/o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Tanto la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como la Provincia de Buenos Aires disponen que los ingresos derivados de cualquier operación emergente de obligaciones negociables, la percepción de intereses y actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia de obligaciones negociables están exentos del impuesto sobre los ingresos brutos, si las obligaciones negociables han sido emitidas de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N°23.962, en la medida que dichas operaciones estén exentas del Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes y todo tipo de intermediarios. Otras jurisdicciones argentinas contemplan exenciones en términos más o menos semejantes.

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 – (el “Consenso Fiscal”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación con ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso Fiscal en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, el 17 de diciembre de 2019, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas cláusulas del Consenso Fiscal, que entraría en vigencia después de un año (que luego fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2021 mediante un nuevo acuerdo firmado el 4 de diciembre de 2020 por algunas provincias argentinas y el gobierno nacional), que fue aprobado por el congreso argentino en la Ley N°27.542, el 12 de febrero de 2020 y que también tendrá efectos una vez ratificado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes.

Sin embargo, con fecha 27 de diciembre de 2021 todas las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal (“Consenso Fiscal 2021”), en el que las partes acuerdan, entre otros compromisos, dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria

provincial establecidas por los Consensos Fiscales anteriores y fijar alícuotas máximas aplicables a cada actividad. Las legislaturas provinciales deberán aprobar el Consenso Fiscal 2021.

Se recomienda a los posibles inversores considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos tomando en consideración las disposiciones de la legislación aplicable que podrían ser relevantes en cualquier caso particular.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Buenos Aires, Santa Fe y Salta, entre otros, así como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que podrían resultar aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras argentinas, cualquiera sea su especie o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas. Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción. Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar actualmente al 5%, y varían asimismo con relación a determinados grupos de o categorías de contribuyentes, tales como la categoría de riesgo que hubiera sido asignada y el grado de cumplimiento formal y material de los deberes fiscales.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del Impuesto sobre los Ingresos Brutos para aquellos contribuyentes que son pasibles de las mismas.

En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los seis meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución. Asimismo, mediante el acuerdo suscripto el 4 de diciembre de 2020 entre el Poder Ejecutivo y los representantes de determinadas jurisdicciones argentinas, éstas asumieron el compromiso de procurar las medidas necesarias a los fines de aplicar mecanismos de devolución automática, compensación o transferencia de crédito del saldo positivo generado por las retenciones y recaudaciones, siempre que los contribuyentes cumplan con los requisitos específicos del caso en cuestión. Cabe reiterar lo señalado más arriba con respecto al Consenso Fiscal.

Los inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción involucrada.

VII. Impuesto de sellos

El Impuesto de Sellos es un tributo de carácter provincial, que grava la instrumentación de los actos, contratos y operaciones de carácter oneroso que se otorguen en una determinada jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o bien aquellos que, siendo instrumentados fuera de una determinada jurisdicción provincial o en el exterior, produzcan efectos en dicha jurisdicción. Al ser un tributo local, deberá hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la alícuota general del Impuesto de Sellos será 1% y, en la medida que el Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no incluya reglamentaciones especiales, se aplicará sobre una base imponible equivalente al valor económico fijado en cada contrato.

De acuerdo con el artículo 364, inciso 30, del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2022), están exentos del impuesto de sellos en la jurisdicción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los actos, contratos u operaciones (incluidas las entregas o recepciones de dinero) relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con el régimen de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N°23.962. Esta exención también comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar en canje por las obligaciones negociables, así como a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a ésta.

El artículo 364, inciso 32, del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2022) dispone que están exentos de este impuesto los actos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas o recepciones de dinero, vinculados y/o que resulten necesarios para la emisión de obligaciones negociables

destinadas a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales efectuada por sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores. Esta exención ampara también a los actos, contratos y operaciones vinculados con y/o requeridos para la emisión de las obligaciones negociables, conforme se explicó anteriormente, ya sea que dichos actos, contratos y operaciones sean anteriores, simultáneos, posteriores o constituyan renovaciones de estos últimos hechos.

Dicha exención no resulta de aplicación si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de las obligaciones negociables ante la CNV y/o si la colocación de las obligaciones negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión por parte de la CNV de la autorización solicitada a tales fines.

Por otra parte, el artículo 364, inciso 33, del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2022) dispone que los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de títulos valores debidamente autorizados para oferta pública por la CNV también están exentos del Impuesto de Sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención dejará de ser de aplicación en el supuesto explicado en el párrafo anterior.

El artículo 297, inciso 46, del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece una exención aplicable a los actos, acuerdos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, colocación, suscripción y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Leyes N°23.576 de Obligaciones Negociables y N°23.962. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión, sean anteriores, simultáneos o posteriores a ésta.

La Provincia de Buenos Aires también exime del Impuesto de Sellos a todos los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluidas las entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para la emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisores, y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública bajo los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de sociedades debidamente autorizadas por la CNV a los efectos de la realización de ofertas públicas de dichos títulos valores (inciso 45.a del artículo 297). Esta exención también se aplica a instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculados con y/o requeridos para la emisión de obligaciones negociables, tal como se explicó anteriormente, ya sea que dichos instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías sean previos, simultáneos, posteriores o constituyan una renovación de los mismos. Sin embargo, dicha exención no resulta de aplicación si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos valores no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión por parte de la CNV de la autorización solicitada a tales fines.

Asimismo, los actos y/o instrumentos asociados con la negociación de títulos valores debidamente autorizados para oferta pública por la CNV también están exentos del Impuesto de Sellos en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención no tendrá aplicación en el supuesto explicado en la última oración del párrafo anterior.

En relación con el Consenso Fiscal, la mayoría de las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima del Impuesto de Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022. Sin perjuicio de ello, este cronograma ha sido postergado por un año en virtud de un nuevo Consenso Fiscal, aprobado por la Ley N°27.542 (publicada en el Boletín Oficial el 12 de febrero de 2020). A pesar de ello, durante el mes de diciembre de 2020, las provincias argentinas y el Gobierno Nacional firmaron un nuevo Consenso Fiscal que, entre otras cuestiones, incluyó la extensión de la suspensión del anterior por un año adicional, en total 2 años.

Por último, con fecha 27 de diciembre de 2021 todas las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron el Consenso Fiscal 2021, en el que las partes acuerdan, entre otros compromisos, dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria provincial establecidas por los Consensos Fiscales anteriores. Las legislaturas provinciales deberán aprobar el Consenso Fiscal 2021.

Considerando la autonomía que en materia tributaria posee cada jurisdicción provincial, se deberá analizar los potenciales efectos que este tipo de operatorias pudieran generar y el tratamiento tributario que establece el resto de las jurisdicciones provinciales.

Los potenciales adquirentes de las Obligaciones Negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables o la existencia de efectos relacionados con ellas.

VIII. Impuesto a las Transmisión Gratuita de Bienes

En el orden federal, Argentina no grava con impuestos a la transmisión gratuita de bienes (“ITGB”) a herederos, donantes, legatarios o donatarios. Sin embargo, a nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un impuesto a la transmisión gratuita de bienes cuyas características básicas son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

- Son contribuyentes las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.

- Para los contribuyentes domiciliados en dicha provincia, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la provincia como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de ella, este tributo recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la provincia.

- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, los siguientes tipos de bienes, que pueden transmitirse libremente: (i) los títulos y las acciones, obligaciones negociables, cuotas o participaciones sociales y otros valores negociables representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando éstos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores negociables que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores negociables representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.

- Respecto del período fiscal 2022, están exentas las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$468.060 (monto que se elevará a \$1.948.800 cuando los bienes son transferidos a padres, hijos o cónyuges).

- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 9,5131% y el pago de una suma fija de impuesto, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia del ITGB en otras provincias, los tenedores de las Obligaciones Negociables deben analizar las consecuencias impositivas según la jurisdicción involucrada en el caso específico. En ese sentido, destacamos que, el Consenso Fiscal 2021 brinda a las partes firmantes el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

IX. Tratados impositivos

En caso de resultar aplicable algún tratado para evitar la doble imposición, el régimen impositivo aplicable podría no coincidir, total o parcialmente, con el descripto en el presente.

La Argentina celebró y posee veintidós (22) tratados impositivos vigentes con diversos países a fin de evitar la doble tributación de impuestos, concretamente con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Qatar, Reino Unido, Rusia, Suecia, Suiza, y Uruguay (en este último caso el convenio consiste en un acuerdo de intercambio de información que contiene cláusulas para evitar la doble imposición).

Asimismo, Argentina ha suscripto convenios con China, Japón, Luxemburgo, Turquía y Austria, aunque aún no se encuentran en vigor. Actualmente no se encuentra en vigencia ningún tratado o convenio vigente entre Argentina y Estados Unidos.

Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular. En cualquier caso, para hacer uso de los beneficios previstos en dichos convenios se deben satisfacer todos los recaudos formales y sustanciales necesarios al efecto establecidos tanto por el propio convenio como por la normativa interna argentina.

X. Tasa de Justicia

En caso de que fuera necesario entablar procedimientos judiciales en la Argentina en relación con las Obligaciones Negociables ante tribunales federales o ante tribunales nacionales con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se impondrá una tasa de justicia (actualmente a una alícuota del 3,0% o del 1,5% si se tratare de procesos sucesorios) sobre los montos del reclamo. En caso de que tales procesos tramitaren ante tribunales de las jurisdicciones provinciales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la cuestión estaría regida por otras normas.

XI. Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

El Artículo 19 de la LIG define “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países o jurisdicciones que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Asimismo, las convenciones y los acuerdos indicados anteriormente deben cumplir con normas internacionales de transparencia fiscal e intercambio de información respecto de cuestiones tributarias respecto de las cuales Argentina se haya comprometido. Además, el artículo 19 de la LIG establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de países considerados “jurisdicciones no cooperantes” con base en la definición descripta anteriormente. Tal como fuera mencionado, el Poder Ejecutivo Nacional elaboró un listado de jurisdicciones no cooperantes contenido en el Artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG. Este listado podría ser modificado, en atención a la experiencia en cooperación fiscal internacional, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultarlo antes de realizar inversiones relacionadas con las Obligaciones Negociables.

Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación del listado, a los fines de su actualización.

Conforme el Artículo 20 de la LIG, las “jurisdicciones de baja o nula tributación” son definidas como países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados u otros regímenes tributarios especiales cuya tributación máxima a la renta empresaria es inferior al 60% de la alícuota mínima para empresas establecida en el primer párrafo del Artículo 73 de la LIG (actualmente 15%). Esta cifra representa el 60% de la alícuota del impuesto a las ganancias de sociedades del 25% que se establece actualmente en el inciso a) del artículo 73 de la LIG. Asimismo, el Artículo 25 del Decreto Reglamentario de la LIG estableció que a los fines de determinar si una jurisdicción es de baja o nula tributación se debe tener en cuenta la alícuota total aplicable a las sociedades, con independencia de las autoridades que establecieron el impuesto. Asimismo, dicho Artículo 25 establece que “régimen tributario especial” significa toda regulación o régimen específico que haya establecido un impuesto específico a la renta corporativa que dé por resultado una alícuota aplicable inferior a la establecida en el régimen general de dicha jurisdicción.

De acuerdo con la presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley N° 11.683 (conforme al texto ordenado en 1998, con sus modificatorias), los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se considerarán como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate. Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- Se determinaría un impuesto a las ganancias sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- Impuesto al valor agregado (e impuestos internos, si fuera el caso) sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- Aunque el concepto de “ingresos de fondos” no está claro, debería interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- desde una cuenta en una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación o desde una cuenta bancaria abierta fuera de una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación, pero cuyo titular sea una entidad radicada en una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación,
- a una cuenta bancaria ubicada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de Argentina, pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

El sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales podrá refutar dicha presunción legal acreditando de manera fehaciente ante la Autoridad Impositiva de Argentina que los fondos se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que los fondos han sido previamente declarados.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS APLICABLES EN FUNCION DE SU SITUACIÓN PARTICULAR.

ANEXO I

La información financiera seleccionada de las Co-Emisoras que se presenta a continuación incluye aquella existente al cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 y debe interpretarse de forma conjunta con los estados contable de las Co-Emisoras a las fechas indicadas y está condicionada en su totalidad por referencia a los mismos.

Los estados financieros condensados intermedios de GEMSA y CTR correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 se encuentran publicados en la AIF bajo el ID 2889986 (Consolidados) y 2890019, respectivamente.

A) INFORMACIÓN FINANCIERA DE GEMSA

Estado de Situación Financiera Consolidado Condensado Intermedio

Al 31 de marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021

Expresados en miles de pesos

	ARS	
	31.03.22	31.12.21
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE		
Propiedades, planta y equipo	104.279.056	94.424.945
Inversiones en asociadas	573.006	402.712
Inversiones en otras sociedades	80	80
Activo por impuesto diferido	9	10
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto	4.030	3.385
Otros créditos	514.868	476.598
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	398.790
Total activo no corriente	105.371.049	95.706.520
ACTIVO CORRIENTE		
Inventarios	428.648	384.244
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto	180	180
Otros créditos	8.259.554	9.645.193
Créditos por ventas	4.725.190	3.838.906
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	8.585.453	8.637.315
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.912.101	1.796.876
Total de activo corriente	24.911.126	24.302.714
Total de activo	130.282.175	120.009.234
PATRIMONIO		
Capital social	203.124	203.124
Ajuste de capital	1.687.290	1.687.290
Prima de emisión	1.666.917	1.666.917
Reserva legal	75.594	75.594
Reserva facultativa	2.767.345	2.767.345
Reserva especial RG 777/18	3.957.934	4.030.173
Reserva por revalúo técnico	3.982.992	4.058.016
Otros resultados integrales	(27.657)	(27.657)
Resultados no asignados	10.401.587	9.434.535
Reserva por conversión	1.920.560	785.054
Patrimonio atribuible a los propietarios	26.635.686	24.680.391
Participación no controladora	1.622.533	1.402.199
Total del patrimonio neto	28.258.219	26.082.590
PASIVO		
PASIVO NO CORRIENTE		
Pasivos por impuesto diferido	11.890.575	11.137.882
Otras deudas	83.903	1.270
Plan de beneficios definidos	106.082	93.359
Préstamos	71.706.718	66.303.296
Deudas comerciales	1.811.658	1.720.418
Total del pasivo no corriente	85.598.936	79.256.225
PASIVO CORRIENTE		
Otras deudas	141.376	28.669
Deudas sociales	240.816	240.216
Plan de beneficios definidos	15.165	15.165
Préstamos	12.097.554	9.420.891
Instrumentos financieros derivados	-	50.587
Deudas fiscales	442.876	244.181
Deudas comerciales	3.487.233	4.670.710
Total del pasivo corriente	16.425.020	14.670.419
Total del pasivo	102.023.956	93.926.644
Total del pasivo y patrimonio	130.282.175	120.009.234

Estado de Resultados Integral Consolidado Condensado Intermedio
Correspondiente a los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y 2021
Expresados en miles de pesos

	31.03.22	31.03.21
Ingresos por ventas	5.445.677	4.354.574
Costo de ventas	(2.245.601)	(1.743.983)
Resultado bruto	3.200.076	2.610.591
Gastos de comercialización	(17.667)	(9.531)
Gastos de administración	(436.467)	(220.080)
Otros ingresos operativos	653	1.981
Resultado operativo	2.746.595	2.382.961
Ingresos financieros	127.801	178.318
Gastos financieros	(1.861.062)	(1.674.090)
Otros resultados financieros	(1.249.340)	140.824
Resultados financieros, neto	(2.982.601)	(1.354.948)
Resultado por participación en asociadas	(7.062)	(10.398)
Resultado antes de impuestos	(243.068)	1.017.615
Impuesto a las ganancias	146.798	(739.733)
(Pérdida)/Ganancia del período	(96.270)	277.882
Otro Resultado Integral		
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados:</i>		
Diferencias de conversión	1.712.214	1.149.280
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultados:</i>		
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	559.685	380.731
Otro resultado integral del período	2.271.899	1.530.011
Ganancia integral del período	2.175.629	1.807.893

B) INFORMACIÓN FINANCIERA DE CTR

Estado de Situación Financiera Condensado Intermedio

Al 31 de marzo 2022 y 31 de diciembre de 2021

Expresado en miles de pesos

	ARS	
	31.03.22	31.12.21
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE		
Propiedades, planta y equipo	15.085.969	14.165.629
Otros créditos	104.168	97.723
Total activo no corriente	15.190.137	14.263.352
ACTIVO CORRIENTE		
Inventarios	99.209	85.757
Otros créditos	2.987.160	2.454.954
Créditos por ventas	1.293.636	1.011.743
Efectivo y equivalentes de efectivo	443.549	52.941
Total de activo corriente	4.823.554	3.605.395
Total de activo	20.013.691	17.868.747
PATRIMONIO		
Capital social	73.070	73.070
Ajuste de capital	634.761	634.761
Reserva legal	16.740	16.740
Reserva facultativa	315.501	315.501
Reserva especial RG 777/18	923.820	939.911
Reserva por revalúo técnico	1.105.092	1.124.340
Otros resultados integrales	(581)	(581)
Resultados no asignados	3.174.978	2.324.201
Reserva por conversión	225.934	156.202
TOTAL DEL PATRIMONIO	6.469.315	5.584.145
PASIVO		
PASIVO NO CORRIENTE		
Pasivo neto por impuesto diferido	3.234.057	2.975.012
Plan de beneficios definidos	11.359	9.501
Préstamos	8.090.800	7.420.749
Total del pasivo no corriente	11.336.216	10.405.262
PASIVO CORRIENTE		
Otras deudas	36.198	7.576
Deudas fiscales	294.521	166.670
Remuneraciones y deudas sociales	37.015	31.933
Plan de beneficios definidos	76	76
Instrumentos financieros derivados	-	259
Préstamos	1.803.905	1.540.577
Deudas comerciales	36.445	132.249
Total del pasivo corriente	2.208.160	1.879.340
Total del pasivo	13.544.376	12.284.602
Total del pasivo y patrimonio	20.013.691	17.868.747

Estado de Resultados Integrales Condensados Intermedios
Correspondiente a los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y 2021,
Expresado en miles de pesos

	ARS	
	<u>31.03.22</u>	<u>31.03.21</u>
Ingresos por ventas	1.338.786	759.107
Costo de ventas	(363.508)	(270.330)
Resultado bruto	<u>975.278</u>	<u>488.777</u>
Gastos de comercialización	(16.674)	(8.051)
Gastos de administración	(132.516)	(64.108)
Resultado operativo	<u>826.088</u>	<u>416.618</u>
Ingresos financieros	195.137	155.336
Gastos financieros	(364.176)	(426.768)
Otros resultados financieros	(224.797)	(64.959)
Resultados financieros, netos	<u>(393.836)</u>	<u>(336.391)</u>
Resultado antes de impuestos	<u>432.252</u>	<u>80.227</u>
Impuesto a las ganancias	(20.232)	(76.985)
Ganancia del período	<u><u>412.020</u></u>	<u><u>3.242</u></u>
<i>Conceptos que no serán clasificados a resultados:</i>		
Diferencias de conversión	473.150	303.417
Otros resultados integrales del período	<u>473.150</u>	<u>303.417</u>
Total de resultados integrales del período	<u><u>885.170</u></u>	<u><u>306.659</u></u>
Resultado por acción		
Ganancia por acción básica y diluida	5,64	0,04

CO-EMISORAS

GENERACIÓN MEDITERRÁNEA S.A.

Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14°
(C1001AAD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

CENTRAL TÉRMICA ROCA S.A.

Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14°
(C1001AAD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES DE LAS CO-EMISORAS

Tavarone, Rovelli, Salim & Miani

Tte. Gral. Juan D. Perón 537, Piso 5°
(C1038AAK)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES EXTERNOS

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

(firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited network)
Edificio Bouchard Plaza
Bouchard 557, Piso 8°
(C1106ABG)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina



Osvaldo Cado

