PROSPECTO DE PROGRAMA

PROGRAMA GLOBAL DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR UN MONTO MÁXIMO EN CIRCULACIÓN DE HASTA US$ 100.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS)

El presente prospecto (el "Prospecto") corresponde al programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) (el "Programa") creado por MSU Energy S.A. (CUIT 30-71437840-2), una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina (en adelante e indistintamente, "MSU Energy" o la "Emisora") para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), que podrán ser emitidas en una o más clases y/o series (las "Obligaciones Negociables"), y cuyo monto de capital total máximo de todas las Obligaciones Negociables en circulación bajo este Programa en cualquier momento no podrá exceder la suma de US$ 100.000.000 (Dólares Estadounidenses cien millones) (o su equivalente en otras monedas).

El monto, denominación, moneda, precio de emisión, fechas de amortización y vencimiento e intereses, si los hubiera, y garantías, si las hubiera, junto con los demás términos y condiciones aplicables a cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables, se detallarán en un suplemento de prospecto preparado en relación a dicha clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (cada uno, un "Suplemento de Prospecto"), el cual complementará los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descriptas en la sección "*De la Oferta, el Listado y la Negociación*" del presente Prospecto.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina, modificada por la Ley N° 23.962 (la "Ley de Obligaciones Negociables"), se emitirán y colocarán en Argentina de conformidad con dicha ley, la Ley de Mercado de Capitales, el Decreto N° 1023/2013 que reglamenta la Ley de Mercado de Capitales, con sus modificaciones y normas complementarias, las normas dictadas por la Comisión Nacional de Valores (la "CNV"), con arreglo a la Resolución General N° 622/2013, con sus modificaciones y normas complementarias (las "Normas de la CNV"), las normas dictadas por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"), y cualquier otra ley y/o regulación aplicable.

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las series y/o clases de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Prospecto. Las calificaciones de riesgo no constituirán –ni podrán ser consideradas como- una recomendación de la adquisición de las Obligaciones Negociables por parte de la Emisora o por parte de cualquier colocador participante en una clase y/o serie bajo el Programa.

Oferta pública autorizada por Resolución Nº RESFC-2020-20635-APN-DIR#CNV de fecha 5 de febrero de 2020 de la CNV. El aumento del monto del Programa por hasta US$ 100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue autorizado por Disposición N° DI-2020-41-APN-GE#CNV de fecha 28 de agosto de 2020. 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 del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora 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 Nº 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina y sus modificatorias, incluyendo, sin limitación, la Ley de Financiamiento Productivo Nº 27.440 (la "Ley de Mercado de Capitales"). El órgano de administración de la Emisora manifiesta, 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 la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

La Emisora solicitará autorización para que las Obligaciones Negociables de una clase y/o serie listen en uno (1) o más mercados autorizados a funcionar por parte de la CNV, incluyendo, pero no limitándose a, Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("BYMA"), en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, su negociación en el Mercado Abierto Electrónico S.A. ("MAE"), en el Mercado Euro MTF y/o en cualquier otro mercado de la Argentina autorizado a tal efecto por la CNV y/o mercados del exterior, según se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

A menos que se indique lo contrario en el Suplemento de Prospecto aplicable, las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones simples, no convertibles en acciones, de corto, mediano o largo plazo que podrán emitirse en forma subordinada o no subordinada, con o sin otra garantía adicional a la garantía común sobre el patrimonio de la Emisora. Las Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Programa calificarán *pari passu* sin preferencia alguna entre sí y con igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones presentes y futuras no garantizadas y no subordinadas de MSU Energy, excepto respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía fija o flotante, según se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en la sección "*Factores de Riesgo*" del presente y el resto de la información contenida en el Prospecto.

El directorio de la Emisora manifiesta con carácter de declaración jurada que la Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que poseen como mínimo el veinte por ciento (20%) de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Podrán solicitarse copias del Prospecto y de los estados financieros de la Emisora referidos en el presente, en su sede social sita en Cerrito 1294, Piso 2º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en días hábiles en el horario de 10 a 18 horas, teléfono/fax (+54 11 4316 2800), correo electrónico aif@msuenergy.com. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en la página web de la CNV, www.cnv.gov.ar, en la página web de la Emisora, www.msuenergy.com.ar, y en los sistemas de información dispuestos por los mercados autorizados en que vayan a listarse y/o negociarse las Obligaciones Negociables.

La fecha de este Prospecto es 5 de mayo de 2021

ÍNDICE

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES 4
PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO 6
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS 10
GLOSARIO 12
INFORMACIÓN DE LA EMISORA 18
FACTORES DE RIESGO 82
POLÍTICAS DE LA EMISORA 124
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTES) 125
ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS 131
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA 134
ANTECEDENTES FINANCIEROS 135
INFORMACIÓN ADICIONAL 160
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES 194
DE LA OFERTA, EL LISTADO Y LA NEGOCIACIÓN 200

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES

El destinatario del presente Prospecto debe leerlo íntegra y cuidadosamente. El destinatario sólo podrá considerar válida la información contenida en el presente Prospecto. La Emisora no ha autorizado a terceros para que le proporcionen otra información al destinatario, ni se hará responsable 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, independientemente del momento de entrega o de la fecha en que tenga lugar la colocación por oferta pública de las Obligaciones Negociables. Nuestra actividad comercial, situación patrimonial, resultados operativos y perspectivas pueden haber cambiado desde esa fecha. Ni la entrega de este Prospecto ni ninguna oferta de Obligaciones Negociables en virtud del presente documento implicará, bajo ninguna circunstancia, que la información aquí contenida es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha especificada en la portada.

La Emisora obtuvo cierta información financiera contenida en el presente Prospecto de fuentes disponibles al público que consideran confiables y 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; (ii) se le ha brindado la oportunidad de solicitar y revisar toda la información adicional considerada como necesaria para verificar la exactitud o para complementar la información contenida en este Prospecto; (iii) no se autorizó a ninguna persona para que proporcionara información o realizara declaraciones sobre la Emisora o las Obligaciones Negociables distintas de lo establecido en el presente Prospecto.

El presente Prospecto no constituye 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 o venda las Obligaciones Negociables, y debe obtener el consentimiento, aprobación o permiso requerido para efectuar la compra, oferta o venta de las Obligaciones Negociables de conformidad con las leyes y regulaciones vigentes en cualquier jurisdicción a la cual el destinatario esté sujeto o en la cual realice tal compra, oferta o venta, por la cual la Emisora no asume responsabilidad alguna.

Ni la Emisora ni sus respectivas afiliadas 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.

Al decidir si invertir en las Obligaciones Negociables, el destinatario del presente Prospecto debe basarse en su propio análisis de la Emisora y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos involucrados. El destinatario no debe interpretar el contenido del presente Prospecto 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.

La creación del Programa ha sido autorizada por la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de MSU Energy de fecha 9 de enero de 2020 y por reunión de Directorio de fecha 9 de enero de 2020. El Programa tiene una duración de 5 (cinco) años contados a partir de la fecha de la Resolución Nº RESFC-2020-20635-APN-DIR#CNV de la CNV de fecha 5 de febrero de 2020 que autoriza la oferta pública del mismo. La primera actualización del Prospecto ha sido aprobada por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 4 de junio de 2020. La ampliación del monto del programa ha sido aprobada por Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de MSU Energy de fecha 12 de agosto de 2020 y por reunión de Directorio de la misma fecha. El aumento del monto del Programa por hasta US$ 100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue autorizado por Resolución N° DI-2020-41-APN-GE#CNV de fecha 28 de agosto de 2020. La segunda actualización del Prospecto ha sido aprobada por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 19 de abril de 2021.

Se informa a los potenciales inversores que las acciones de la Emisora se encuentran prendadas conforme se detalla en la sección "*Estructura del Emisor, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas*" del presente Prospecto.

La Emisora podrá ofrecer Obligaciones Negociables emitidas en el marco de este Programa a través de los

agentes que participen en la organización y coordinación de la colocación y distribución que oportunamente elija (los "Agentes Colocadores"), quienes podrán realizar la colocación de las Obligaciones Negociables mediante oferta pública, mediante los mecanismos autorizados por Resolución N°662/2016 de la CNV (formación de libro o subasta o licitación pública), mediante la compra de las Obligaciones Negociables, en nombre propio, a la Emisora para su posterior colocación con inversores y otros compradores a precios diversos a los prevalecientes en el mercado, según determine dicho agente colocador en el momento de la venta o, de acordarlo, a un precio de oferta fijo. Tales Agentes Colocadores y la extensión de sus respectivos compromisos, estarán indicados en el Suplemento de Prospecto que se utilice.

Los Agentes Colocadores podrán realizar operaciones de estabilización y similares en el mercado secundario con el fin de estabilizar el precio de las Obligaciones Negociables. Todas las operaciones de estabilización deberán ser realizadas de conformidad con las Normas de la CNV: (i) deben concluir, a más tardar, a los 30 días corridos luego de la fecha de emisión de las obligaciones negociables; (ii) podrán efectuarse para evitar o moderar caídas de precios; y (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.

La Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que tienen como mínimo el veinte (20) por ciento de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo como tampoco figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

En caso que las Obligaciones Negociables sean ofrecidas fuera de la Argentina, la Emisora podrá preparar versiones en inglés del presente Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto 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 de Prospecto correspondientes (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

Se hace saber al público inversor que la calificación de riesgo de MSU Energy S.A. podrá encontrarse en la página web de FIX SCR a través del siguiente enlace: https://s3.us-east-2.amazonaws.com/cdn.fixscr.com/prod/data/r7-Rp0vcNX3yRiWLTQKTvZcNW-DfpqsZ.pdf.

PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO

El concepto de lavado de dinero se utiliza generalmente para referirse a operaciones que tienen el objeto de ingresar fondos de actividades delictivas en el sistema institucional y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente lícito.

El 13 de abril de 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley Nº 25.246 (modificada por las Leyes Nº 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734, Decreto DNU 27/2018 y Ley Nº 27.440) (la "Ley de Prevención del Lavado de Activos del Financiamiento del Terrorismo y otras Actividades Ilícitas" o la "Ley de Prevención del Lavado de Activos"), que tipifica el lavado de activos como un delito penal. Además, la ley, que reemplazó diversos artículos del Código Penal de la Nación, estableció sanciones severas para cualquier persona que participe en dichas actividades ilícitas, y creó la Unidad de Información Financiera ("UIF"), que establece un régimen penal administrativo.

A continuación, se incluye un resumen de determinadas disposiciones relativas al régimen de lavado de dinero y financiamiento del terrorismo dispuestas por las Leyes de Prevención del Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y Antiterrorismo según fueran modificadas y complementadas por otras normas y regulaciones emitidas por la UIF, el Banco Central de la República Argentina ("BCRA"), la CNV y otras entidades reguladoras. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores legales y leer las leyes mencionadas y sus decretos reglamentarios. La UIF es el organismo responsable del análisis, tratamiento y transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de diferentes actividades delictivas y el financiamiento del terrorismo. El Código Penal de la Nación define al lavado de dinero 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, con la consecuencia posible de que, el origen de los bienes originarios o los subrogantes, adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de Pesos 300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. Las penas establecidas son las siguientes:

(i) de tres (3) a diez (10) años de prisión y multas de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación;

(ii) la pena prevista en el inciso (i) será aumentada en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo cuando (a) 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 y (b) cuando el autor fuera funcionario público y hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones (en cuyo caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años). La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requirieran habilitación especial);

(iii) si el valor de los bienes no superare la suma indicada de Pesos 300.000, el autor será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años.

El Código Penal de la Nación también sanciona a quien recibiere dinero u otros bienes de origen delictivo con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les dé la apariencia posible de un origen lícito.

Conjuntamente con las prácticas internacionalmente aceptadas, la Ley de Prevención del Lavado de Activos no asigna responsabilidad por controlar estas operaciones ilícitas meramente a las entidades gubernamentales, sino que también asigna ciertos deberes a varias entidades del sector privado tales como bancos, operadores bursátiles, entidades de intermediación financiera y empresas de seguros que están legalmente obligadas a informar a las partes. Estas funciones consisten básicamente en funciones de captación de información.

De acuerdo con dicha ley, las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF: (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades cambiarias y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el BCRA para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV para actuar como intermediarios en mercados autorizados por la citada comisión y aquellos que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos

de la administración pública como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la Inspección General de Justicia ("IGJ"), entre otros; (vi) los profesionales matriculados por consejos profesionales de ciencias económicas y los escribanos públicos; y (vii) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención del Lavado de Activos deben cumplir con obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en cada caso se estipule (el principio básico de la normativa es la internacionalmente conocida política de "conozca a su cliente"); (ii) informar cualquier hecho u operación sospechosa. A los efectos de esta ley se consideran operaciones sospechosas aquellas transacciones que, de acuerdo con los usos y costumbres de la actividad que se trate, como así también de la experiencia e idoneidad de las personas obligadas a informar, resulten inusuales, sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se están realizando en cumplimiento de la mencionada ley. En el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponer ante la UIF los secretos bancario, bursátil o profesional, ni los compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La AFIP sólo podrá revelar a la UIF la información en su posesión en aquellos casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por dicho organismo y con relación a las personas humanas o jurídicas involucradas directamente en la operación reportada. En los restantes casos, la UIF requerirá el levantamiento del secreto fiscal al juez federal competente en materia penal quien dispondrá que la AFIP divulgue la información en su poder.

De acuerdo con la Resolución Nº 229/2014 de la UIF, tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos" que en tal carácter deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas.

Durante el año 2011, la UIF emitió, entre otras, la Resolución 121/2011 (la "Resolución 121"), aplicable a entidades financieras sujetas a la Ley Nº 21.526 y sus modificatorias ("Ley de Entidades Financieras"), a entidades sujetas a la Ley Nº 18.924 y sus modificatorias y a personas humanas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; y la Resolución Nº 229/2011 (la "Resolución 229") (posteriormente derogada por la Resolución N° 21/2018), de aplicación a agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del MAE, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones cualquiera sea su objeto. El objetivo de ambas resoluciones era, entre otras cuestiones, (i) establecer la obligación de reunir documentación de clientes y las condiciones, obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo; y (ii) establecer normas generales en relación con la identificación del cliente (incluso la distinción entre clientes ocasionales y clientes regulares) la información a ser requerida, la documentación que debe ser presentada y los procedimientos para detectar e informar las operaciones sospechosas.

En septiembre de 2017, la UIF publicó la Resolución Nº 30-E/17 (la "Resolución 30-E/2017"), derogando la Resolución 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 del Lavado de Activos, en base a las recomendaciones revisadas de GAFI (tal como se define más abajo) del año 2012, a los fines de adoptar un enfoque basado en riesgos. La Resolución 30-E/17 determina 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.

El 28 de diciembre de 2018, mediante Resolución N° 156/2018 (la "Resolución 156"), la UIF aprobó los textos ordenados de la Resolución 30-E/2017, Resolución N° 21/2018 y Resolución N° 28/2018, en los términos del decreto 891/2017 de buenas prácticas en materia de simplificación. A través de la Resolución 156 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 establece, 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.

El BCRA y la CNV también debe cumplir con las reglamentaciones de lavado de dinero estipuladas por la UIF, inclusive el reporte de operaciones sospechosas o inusuales. En este sentido, 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 30-E/2017 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

Las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de "Prevención del Lavado de Dinero y Financiación del Terrorismo" y dejan constancia de que las personas allí establecidas (Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación, las Sociedades Gerentes de Fondos Comunes de Inversión y, en tanto intervengan en fideicomisos financieros registrados en la CNV, las personas humanas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas humanas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso) deben ser consideradas legalmente obligadas a informar, conforme a la Ley de Prevención del Lavado de Activos y por lo tanto deben cumplir con todas las leyes y regulaciones vigentes en relación con la materia, incluso las resoluciones emitidas por la UIF, decretos reglamentarios referidos a las resoluciones promulgadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas en relación con la lucha contra el terrorismo y las resoluciones (y sus anexos) emitidas por el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades allí establecidas podrían recibir o pagar por día y por cliente, a Pesos 1.000, o su equivalente en moneda extranjera) e imponen ciertas obligaciones de información.

Además, las Normas de la CNV establecen que las entidades mencionadas anteriormente únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por sujetos constituidos, domiciliados o residentes 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 febrero de 2016, mediante 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, algunas de las cuales serán llevadas a cabo a través de un Coordinador Nacional designado al efecto y otras, a través del "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"; 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.

En el contexto del programa voluntario y excepcional de declaración de la Ley N° 27.260 y su Decreto Reglamentario N° 895/2016, se dejó en claro que la UIF tiene la facultad de compartir información con otras agencias públicas de investigación e inteligencia, previa resolución fundamentada del Presidente de la UIF y en la medida de que existan pruebas confiables y consistentes de la perpetración de ciertos delitos tipificados en la Ley de Prevención del Lavado de Activos. Por su parte, de conformidad con la Resolución N° 92/2016 de la UIF, los sujetos obligados a informar a la UIF deben implementar un sistema de gestión del riesgo. A su vez, la UIF implementó un mecanismo de reporte especial para operaciones efectuadas en virtud del citado régimen de sinceramiento fiscal antes del 31 de marzo de 2017.

Por estas razones, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables, tales como los agentes colocadores se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de las Obligaciones Negociables e informar a las autoridades operaciones que parezcan sospechosas o inusuales, 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.

Asimismo, la Resolución General Nº 816/19 de la CNV establece que, dentro de los sujetos obligados en los términos de los incisos 4, 5 y 22 del artículo 20 de la Ley de Prevención del 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 del 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 del Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la Unidad de Información Financiera 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.

LOS INVERSORES QUE DESEEN SUSCRIBIR LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES A SER EMITIDAS BAJO EL PROGRAMA DEBERÁN SUMINISTRAR TODA AQUELLA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN QUE LES SEA REQUERIDA POR EL O LOS AGENTES COLOCADORES Y/O LA EMISORA PARA EL CUMPLIMIENTO DE, ENTRE OTRAS, LAS NORMAS SOBRE LAVADO DE ACTIVOS DE ORIGEN DELICTIVO EMANADAS DE LA UIF O ESTABLECIDAS POR LA CNV.

PARA UN ANÁLISIS MÁS EXHAUSTIVO DEL RÉGIMEN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO VIGENTE AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE A LOS INVERSORES CALIFICADOS (CONFORME ESTE TÉRMINO SE DEFINE MÁS ABAJO) CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA DEL CAPÍTULO XIII, TITULO XI, DEL CÓDIGO PENAL ARGENTINO, Y A LA NORMATIVA EMITIDA POR LA UIF A CUYO EFECTO LOS INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR EL MISMO EN EL SITIO WEB DEL MINISTERIO DE HACIENDA (www.argentina.gob.ar/economia), EN EL SITIO WEB DE LA UIF (www.argentina.gob.ar/uif) Y DE LA CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA NACIÓN (www.diputados.gov.ar).

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

El presente Prospecto contiene declaraciones sobre hechos futuros, por ejemplo, en las secciones "*Factores de Riesgo*", "*Antecedentes Financieros – f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*" e "*Información de la Emisora*". Los términos "cree", "podría", "podría haber", "estima", "anticipa", "busca", "debería", "planea", "espera", "predice", "potencialmente" 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. Las declaraciones sobre hechos futuros no constituyen garantías de desempeño a futuro. Los resultados reales podrían ser ampliamente distintos de las expectativas descritas 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, la Emisora se basa en expectativas e hipótesis actuales sobre sucesos a futuro. Si bien considera 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 a nuestro control. Los riesgos e incertidumbres que podrían afectar las declaraciones sobre hechos futuros incluyen los siguientes, a título meramente enunciativo:

- epidemias, pandemias y propagaciones similares, incluyendo la pandemia del COVID-19, y a todos los efectos negativos sobre la actividad de la Emisora que tales factores podrían ocasionar;
- condiciones macroeconómicas, políticas, financieras, comerciales, regulatorias o sociales en Argentina;
- cambios en políticas gubernamentales del gobierno de Argentina y su efecto en la economía en general y en el sector energético en particular;
- mayor inflación en la Argentina;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación significativa del Peso;
- la capacidad financiera y la voluntad de CAMMESA, en la cual el gobierno argentino tiene una participación significativa, para cumplir con sus obligaciones de pago bajo los PPAs y nuestra capacidad para cobrar los montos oportunamente de CAMMESA;
- controles cambiarios, restricciones a transferencias al extranjero y restricciones a la entrada y salida de capitales en la Argentina;
- políticas y regulaciones gubernamentales que afecten la industria de la energía eléctrica en Argentina, incluyendo cambios en los marcos regulatorios actuales, incluyendo cambios en el marco regulatorio bajo el cual generamos y comercializamos energía;
- cambios a los términos y condiciones de nuestros PPAs que podrían ser requeridos o realizados por CAMMESA periódicamente; condiciones del mercado o del negocio y fluctuaciones de la demanda de energía eléctrica, así como la capacidad de pago de los distribuidores de energía y los consumidores finales;
- capacidad de la Emisora de 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 de compraventa de energía eléctrica;
- la competencia en nuestro mercado;
- las limitaciones a la distribución y trasmisión en Argentina;
- la disponibilidad de nuestras Centrales eléctricas para generar electricidad;
- nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo los PPAs;
- la capacidad de General Electric de cumplir con sus obligaciones bajo los contratos de mantenimiento de nuestras Centrales;

- nuestra capacidad para renovar o firmar nuevos PPA para la venta de capacidad de generación y electricidad en condiciones favorables o en absoluto;
- Acontecimientos macroeconómicos o políticos en otros países que afecten a la Argentina;
- bajas en los mercados de capital y cambios en general en los mercados de capital que puedan afectar políticas o actitudes hacia Argentina o empresas argentinas; y
- 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*" del presente Prospecto.

Las declaraciones sobre hechos futuros y las predicciones fueron realizadas a la fecha del presente Prospecto y la Emisora no asume obligación alguna de actualizar o modificar estimaciones o declaraciones sobre hechos futuros sobre la base de información nueva, acontecimientos futuros, etc.

Se considerará que cada inversor en las Obligaciones Negociables en este Prospecto acepta que ha leído y entendido la descripción de los supuestos e incertidumbres subyacentes a las proyecciones que se establecen en este Prospecto y que ha reconocido que la Emisora no tiene la obligación de actualizar la información y no tienen la intención de hacerlo.

GLOSARIO

Agente MEM	Agente del mercado eléctrico mayorista argentino.
Aprobación Comercial de CAMMESA	Es la aprobación comercial emitida por CAMMESA y requerida bajo la Resolución Nº 61/1992 de la SE, con relación a la operación de la capacidad de generación de cada una de nuestras centrales, conforme modificaciones (Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) a los fines de operar dichas centrales.
BCRA	Es el Banco Central de la República Argentina.
CAMMESA	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.
Cargo por Indisponibilidad	Es el cargo de US$5 por MWh, que serán deducidos de nuestros Pagos por Capacidad Fija en la medida en que cualquier porción de nuestra capacidad contratada se encuentre indisponible al momento de ser solicitada por CAMMESA.
Central termoeléctrica o central térmica	Una unidad de generación que usa la energía calórica derivada del combustible, por ejemplo, gas natural o diesel, como fuente de energía para impulsar el generador de energía.
Ciclo combinado	Tipo de planta generadora consistente en una o más turbinas termoeléctricas que pueden utilizar diversos combustibles, incluido el gas natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad y que luego utilizan el calor que se libera en ese proceso para producir vapor y generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor.
Ciclo simple	Un tipo de planta generadora consistente en una o más turbinas termoeléctricas que pueden usar varios combustibles, como gas natural o gasoil, 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.

Contratos EPC	Contratos de ingeniería, adquisiciones y construcción (Engineering, procurement and construction contracts).
Consumo específico garantizado	Tope de la obligación de CAMMESA de suministrar o compensar los gastos por el combustible basado en ciertos precios de referencia determinados por CAMMESA, según lo establecido en cada PPA que nos han sido adjudicados.
Distribución	La transmisión de electricidad al consumidor final.
Distribuidor	Una persona jurídica que provee electricidad a un grupo de consumidores finales mediante una red de distribución.
Energía Base	Marco regulatorio creado por la Secretaría de Energía en virtud de la Resolución SE 95/2013 y Resolución SE 31/2020 conforme al cual los generadores venden su disponibilidad de energía eléctrica a CAMMESA para la capacidad instalada de generación con anterioridad al 17 de marzo de 2006. Véase “Información de la Emisora – c) Descripción del Sector en que se desarrolla su actividad”.
Energía Plus	El mercado regulatorio creado por la Secretaría de Energía en virtud de la Resolución SE 1281/2006 que, entre otras cosas, promueve el aumento de la capacidad de generación de energía y permite a los grandes usuarios ejecutar acuerdos con los generadores en los términos del mercado.
ENRE	El Ente Nacional Regulador de la Electricidad, un organismo regulador autónomo que opera bajo la Secretaría de Energía. 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 privado y su personal profesional se elige mediante concursos públicos.
Fecha Comprometida	La fecha comprometida por el generador en los PPAs Ciclo Simple o los PPAs Ciclo Combinado correspondientes, para el comienzo de la operación comercial de la capacidad instalada de generación de la central.
Factor de Disponibilidad	La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación se encuentra comercialmente 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 Central 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).
Factor de Disponibilidad Contractual	Es el Factor de Disponibilidad sin tener en cuenta interrupciones programadas.

Factor de Indisponibilidad	La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación no se encuentra disponible debido a interrupciones.
Fecha de Operación Comercial	La Fecha de Operación Comercial de cada central tal como se establece en sus respectivos PPAs y otorgada por CAMMESA en su Aprobación Comercial de dicha central, considerando prórrogas otorgadas por CAMMESA.
Fueloil	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 graduación realizada por la American Society of Testing and Materials), también conocido como Fueloil #6 o Fueloil residual.
Gasoil	Un destilado de petróleo que se usa como combustible para motores a gasoil. Los combustibles gasoil 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.
General Electric o GE	Significa General Electric International, Inc. (GEII) o sus afiliadas.
Gigavatio (GW)	Mil millones de vatios.
Gigavatio hora (GWh)	Un gigavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil millones de vatios hora.
IEASA (EX ENARSA)	Integración Energética Argentina S.A., una sociedad estatal que opera Centrales generadoras y actúa en otros segmentos de la actividad energética.
INDEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.
Kilocaloría (kcal)	Una unidad de energía de 1.000 calorías (equivalente a una caloría grande).
Kilovatio (kW)	Mil vatios.
Kilovatio hora (kWh)	Un kilovatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil vatios hora.
Kilovoltio (kV)	Mil voltios.
Ley de Mercado de Capitales	Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina, sus modificatorias y complementarias, incluyendo, pero no limitándose a la Ley Nº 27.440 de Financiamiento Productivo.
Ley de Obligaciones Negociables	Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina y sus modificaciones.
Ley N° 27.541	

	Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista administrado por CAMMESA.
Ministerio de Economía	Ministerio de la Economía de la Nación.
MW	Megavatio - Un millón de vatios.
MWh	Megavatio hora - Un megavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o un millón de vatios hora.
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Precio monómico	El precio que cubre tanto la capacidad de generación como la electricidad suministrada al MEM
Resolución SE 21/2016	Resolución N° 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Véase "*Información de la Emisora – c) Descripción del Sector en que se desarrolla su actividad*".
Resolución SE 220/2007	Resolución N° 220/2007 de la Secretaría de Energía, con sus modificaciones y adiciones que autorizó a CAMMESA a celebrar PPAs con los generadores. Véase "Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".
Resolución SE 95/2013	Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía con sus modificaciones y adiciones que creó y definió el marco regulatorio para la Energía Base. Véase "Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulacion".
Resolución SE 1281/2006	Resolución Nº 1281/2006 de la ex Secretaría de Energía, con sus modificaciones, creó el programa Energía Plus. Véase "Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".
Resolución SEE 22/2016	Resolución N° 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica con sus modificaciones, implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Ver "Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"
Resolución SEE 256/2017	Resolución N° 256/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica con sus modificaciones, que aumentó sustancialmente los precios de la electricidad cobrados a los consumidores en el MEM. Véase "Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".
Resolución SEE 20/2017	Resolución N° 20/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica con sus modificaciones, que incrementó sustancialmente los precios de la electricidad cobrados a los consumidores en el MEM. Véase "Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".
Resolución SEE 19/2017	Resolución N° 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica con sus modificaciones, que implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y

	térmicos. Véase “Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".
Resolución SEE 287-E/2017	Resolución N° 287/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, con sus modificaciones, que llamó a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación (a) cierre de ciclo combinado o (b) cogeneración. Véase “Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".
Resolución SEE 820-E/2017	Resolución Nº 820/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, con sus modificaciones, mediante la cual se adjudicó a los oferentes de la convocatoria abierta dispuesta por la Resolución Nº 287/2017 de la misma secretaría, los respectivos PPA por un plazo de 15 años a ser celebrados con CAMMESA.
Resolución SRRME 1/2019	Resolución N° 1/2019 emitida por la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico en virtud de la cual se derogó la Resolución SEE 19/2017 y se implementó un nuevo esquema de compensación para los generadores eléctricos. Véase “Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".
Resolución SE 31/2020	Resolución N° 31/2020 de la Secretaría de Energía en virtud de la cual se derogó la Resolución SRRME 1/2019 y se implementó un nuevo esquema de remuneración para los generadores eléctricos sin PPA suscripto. Véase “Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".
SADI	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.
Secretaría de Energía	La Secretaría de Energía, que actualmente, es la autoridad regulatoria del sector eléctrico.
Secretaría de Energía Eléctrica (SEE)	La ex Secretaría de Energía Eléctrica del Estado Nacional
Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico	Organismo administrativo que reemplazó a la entonces Secretaría de Energía Eléctrica.
TGN	Transportadora de Gas del Norte S.A.
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
Transba	TRANSBA S.A. es la empresa a cargo del servicio de transmisión eléctrica en la Provincia de Buenos Aires.
Transmisión	El transporte y transformación de voltaje de electricidad a largas distancias a alto y mediano voltaje.
Turbina de gas	Un tipo de motor de combustión interna a gas natural. 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.

Turbina de vapor	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.
Vatio	La unidad básica de energía eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo.

INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Generalidades

Nos dedicamos al desarrollo y operación de proyectos de generación de energía en Argentina. Poseemos y operamos tres centrales térmicas de ciclo combinado. Nuestra central térmica de General Rojo, ubicada cerca de San Nicolás, Provincia de Buenos Aires (la "Central General Rojo") comenzó a operar el 13 de junio de 2017 con 150MW de capacidad de generación nominal; nuestra central térmica de Barker, ubicada cerca de Tandil, Provincia de Buenos Aires (la "Central Barker"), comenzó a operar el 29 de diciembre de 2017 con 150MW de capacidad de generación nominal; y nuestra central térmica de Villa María, ubicada en la Provincia de Córdoba (la "Central Villa María", conjuntamente con la Central General Rojo y la Central Barker, las "Centrales"), comenzó a operar el 25 de enero de 2018 con 150MW de capacidad de generación nominal. Durante el primer semestre de 2019, hemos completado la instalación de una cuarta turbina de gas de 50MW cada una en cada una de nuestras Centrales, incrementando la capacidad instalada total de cada Central a 200MW. Asimismo, hemos concluido con la conversión de ciclo simple a ciclo combinado de nuestras Centrales térmicas de General Rojo y Villa María en el mes de agosto de 2020 y de nuestra Central térmica de Barker en el mes de octubre de 2020, expandiendo la capacidad instalada de las Centrales en un promedio de 50 MW cada una. A la fecha de este prospecto, la capacidad de generación nominal total de nuestras tres Centrales es de 750 MW.

Actualmente, la mayor parte de nuestros ingresos provienen de nuestros tres (3) PPAs Ciclo Simple (conforme dicho término se define más adelante) con CAMMESA celebrados bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE Nº 21/2016, de conformidad con los cuales vendemos disponibilidad y electricidad generada a través de la capacidad original de nuestras Centrales. Bajo dichos PPAs Ciclo Simple, hemos asumido la obligación de mantener un nivel mínimo de capacidad de generación en cada una de nuestras Centrales por un plazo de 10 (diez) años, comenzando desde la Fecha de Operación Comercial de cada una de las mismas. De conformidad con los términos de cada PPA Ciclo Simple y la normativa aplicable, nuestra compensación se encuentra denominada en Dólares Estadounidenses y es pagadera en Pesos, e integrada por (i) un Pago por Capacidad Fija (conforme dicho término se define más adelante) en concepto de disponibilidad de la capacidad de generación de las primeras tres (3) turbinas de ciclo simple de cada una de las Centrales bajo la modalidad *take or pay;* y (ii) un Pago Variable (conforme dicho término se define más adelante), basado en el volumen de electricidad despachado por dichas turbinas. Adicionalmente, los PPA de ciclo simple incluyen disposiciones de transferencia bajo las cuales CAMMESA está obligada a pagar o reembolsarnos ciertos costos operativos y variables (incluidos los costos de transmisión y las tarifas pagadas a ENRE), y disposiciones bajo las cuales CAMMESA proporciona directamente el combustible o nos reembolsa los costos de combustible.

Con fecha 6 de abril de 2018, celebramos nuestros tres (3) PPAs Ciclo Combinado (conforme dicho término se define más adelante) con CAMMESA por un plazo de 15 (quince) años, en el marco del proceso licitatorio dispuesto bajo la Resolución SEE Nº 287/2017. Con fecha 15 de agosto, 20 de agosto de 2020 y 31 de octubre de 2020, hemos completado y alcanzado la operación comercial de conformidad con los PPA Ciclo Combinado de nuestras Centrales de Villa Maria, General Rojo y Barker, respectivamente. La compensación que recibimos de CAMMESA bajo los PPAs Ciclo Combinado es en relación a la disponibilidad y el despacho de electricidad generada por la cuarta turbina de gas instalada en cada una de nuestras Centrales y la capacidad adicional resultante de la conversión de ciclo simple a ciclo combinado, lo que representa un total de 300MW consistente en: (i) un total de 150 MW de capacidad de generación de la turbina de gas adicional instalada en cada una de nuestras Centrales en el primer semestre de 2019 y (ii) un total adicional de 150 MW de capacidad de generación de la conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a plantas de ciclo combinado. Dicha compensación se encuentra denominada en Dólares Estadounidenses y es pagadera en Pesos y estará integrada por (i) un Pago por Capacidad Fija por mes por la disponibilidad de la capacidad de generación acordada sobre la modalidad *take or pay*; y (ii) un Pago Variable basado en el volumen de electricidad despachado a requerimiento de CAMMESA.

Los PPA de ciclo combinado estipulan disposiciones de transferencia bajo las cuales CAMMESA está obligada a pagar o reembolsarnos por ciertos costos operativos y variables (incluidos los costos de transmisión y las tarifas pagadas a ENRE), y disposiciones bajo las cuales CAMMESA reembolsa el combustible al precio de referencia de CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

Durante el año 2020, tuvimos ventas netas por US$ 150,5 millones, ganancias operativas por US$ 112,3 millones, ganancia del ejercicio por US$ 27,4 millones y un EBITDA de US$ 131,5 millones, con un margen de EBITDA equivalente al 87%. Durante el año 2019, tuvimos ventas netas por US$ 119,8 millones, ganancias operativas por US$ 91,3 millones, ganancia del ejercicio por US$ 33,6 millones y un EBITDA de US$ 105,4 millones, con un margen de EBITDA equivalente al 88%.

Nuestras Centrales fueron construidas bajo la modalidad "llave en mano" por afiliadas de General Electric, de conformidad con nuestros contratos de ingeniería, abastecimiento y construcción ("EPC") y las turbinas actualmente instaladas fueron provistas por General Electric. Asimismo, la expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado fue realizada por A-Evangelista S.A. ("AESA"), bajo nuestros contratos de EPC "llave en mano" y las turbinas de vapor y el equipamiento fue provisto por General Electric. Asimismo, nuestras Centrales cuentan con contratos de mantenimiento a largo plazo con afiliadas de General Electric. Para mayor información sobre los contratos de la Emisora, véase "*Nuestros Contratos Significativos*" más adelante.

Nuestras Fortalezas

- Tecnología probada y confiable, con mantenimiento proporcionado por afiliadas de General Electric.

Hemos construido cada una de nuestras Centrales de energía usando tecnología probada y confiable con contratistas y proveedores de servicios de renombre mundial en el sector de generación de energía. A los fines de construir nuestras Centrales, hemos suscripto contratos de EPC con afiliadas de General Electric, líder mundial en tecnología de generación eléctrica. Las turbinas provistas para nuestras tres Centrales (*GE LM6000 - PC Sprint*) son ampliamente reconocidas en la industria por su alta disponibilidad promedio, según datos del fabricante. Asimismo, nuestras tres Centrales comparten idéntica tecnología, lo cual facilita una planificación más eficiente en lo relativo a repuestos, reparaciones y mantenimiento. Las afiliadas de General Electric nos brindan servicios de mantenimiento y reparación y suministra los repuestos necesarios, garantizando un funcionamiento del 97% o más. De acuerdo con información publicada por CAMMESA, nuestras Centrales de General Rojo, Barker y Villa María registraron un nivel de disponibilidad del 99.6%, 99.9% y 96.9% durante el 2020, 2019 y 2018, respectivamente, lo que las posiciona entre las centrales con mayor rendimiento operativo dentro del conjunto de centrales que operan bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016. Adicionalmente, en el mes de diciembre de 2020, adquirimos una turbina de repuesto LM6000PC (core engine) la cual puede ser utilizada en reemplazo de cualquiera de nuestras 12 turbinas de gas, en caso de falla o avería.

- Contratos a largo plazo que proveen flujos de efectivo estables y predecibles en Dólares Estadounidenses.

Nuestros PPAs con CAMMESA nos proporcionarán flujos de efectivo estables y predecibles y limitarán nuestra exposición a las fluctuaciones del tipo de cambio. Dichos PPAs están denominados en Dólares Estadounidenses y son pagaderos en Pesos al tipo de cambio aplicable el día anterior a la fecha de pago. Los mismos contemplan un Pago por Capacidad Fija y un Pago Variable, basados en la disponibilidad de capacidad de generación y en Pagos Variables basados en la energía que despachamos e incluyen disposiciones de traspaso bajo las cuales CAMMESA está obligada a pagar ciertos costos operacionales y variables, incluidos los costos de combustible (sea mediante la provisión del combustible o a través del reintegro de los costos del mismo). Creemos que nuestros PPAs a largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses permitirán que nuestro negocio mantenga relativos niveles de estabilidad en un contexto económico en Argentina en el cual la inflación y las fluctuaciones del tipo de cambio han tenido impactos adversos durante el pasado. Para mayor información, véase "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con nuestro Negocio*": No debe confiar en las declaraciones a futuro y las estimaciones incluidas en los flujos de efectivo ilustrativos.

- Suministro de combustible proporcionado o compensado por CAMMESA.

De conformidad con los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, el combustible requerido para operar nuestras Centrales de energía (gas natural o diésel) es suministrado por CAMMESA, mitigando el riesgo de suministro de combustible y de fijación de precios. Por otro lado,, de conformidad con los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, en relación con la expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado, se requiere que obtengamos el combustible de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, y CAMMESA nos compensa los costos incurridos en la adquisición de combustible al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1ro de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma

el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

Adicionalmente, nuestras Centrales de energía están conectadas a gasoductos y el combustible diésel está disponible cerca de todas nuestras Centrales de energía, principalmente debido al fácil acceso y la proximidad al puerto de Buenos Aires y otros puertos a lo largo del río Paraná.

- Nuestros accionistas son parte del Grupo MSU y contamos con un sólido equipo de gestión y operaciones.

Nuestros accionistas son parte del grupo MSU, un grupo de empresas propiedad de la familia Uribelarrea ("Grupo MSU"). Desde 1860 y durante seis generaciones, el grupo ha desarrollado una plataforma profesional de negocios y ha sido líder en el sector agroindustrial, entre otras industrias, en Argentina y en la región. En atención a la experiencia del Grupo MSU, estamos capacitados para desarrollar negocios y estructurar operaciones financieras significativas.

Asimismo, hemos formado un equipo de gestión y operaciones multidisciplinario y experimentado, con amplia experiencia industrial y financiera, y con gran experiencia en la industria energética argentina, así como en el trabajo con los organismos reguladores.

Nuestra estrategia

Mantener la eficiencia en nuestras operaciones.

Nos comprometemos a mantener la operación sólida y eficiente de nuestras Centrales de energía, de acuerdo con los términos de nuestros PPAs, con un factor de alta disponibilidad, para generar flujos de efectivo predecibles y estables. Esperamos que nuestros contratos de mantenimiento con las afiliadas de General Electric a 10 (diez) años nos ayuden a mantener nuestras Centrales de energía en buenas condiciones de mantenimiento, con fácil acceso a los servicios de reparación y repuestos necesarios para nuestros equipos. A su vez, nuestras tres Centrales de energía cuentan con la misma tecnología (el mismo tipo de turbinas -motor central y generador- y transformadores), lo que facilita una mejor y más eficiente planificación en términos de repuesto de piezas, reparación y mantenimiento, y ayuda a optimizar el funcionamiento de las Centrales.

Proporcionar un servicio de alta calidad mientras operamos nuestras Centrales de energía de manera eficiente, segura y sostenible.

Nos esforzamos por brindar un servicio de alta calidad mientras operamos nuestras Centrales de manera segura, eficiente y sostenible. En términos de seguridad, implementamos y seguimos los estándares de seguridad de la industria en Argentina a fin de garantizar la seguridad de nuestros empleados, de los contratistas y la de las comunidades donde se encuentran nuestras operaciones. En términos de eficiencia operativa, nos enfocamos en garantizar la disponibilidad a largo plazo, la confiabilidad y la integridad de los activos con el mantenimiento y el monitoreo de los mismos. En términos de sostenibilidad, buscamos desarrollar nuestro negocio de una manera que cumpla con las regulaciones legales y ambientales aplicables. También intentamos adoptar y seguir estrictas normas de gobierno corporativo y buscamos garantizar la equidad, transparencia, y responsabilidad en la operación de nuestro negocio para nuestros accionistas y otras partes interesadas.

Accionistas

Nuestros accionistas son parte del Grupo MSU, un grupo de compañías de propiedad familiar, cuyos principales accionistas son Manuel Santos de Uribelarrea Duhau y Manuel Santos Uribelarrea Balcarce. Desde 1860 y durante seis generaciones, el grupo ha desarrollado una plataforma profesional de negocios y ha sido líder en el sector agroindustrial, con presencia en industrias como la construcción en Argentina y en toda la región.

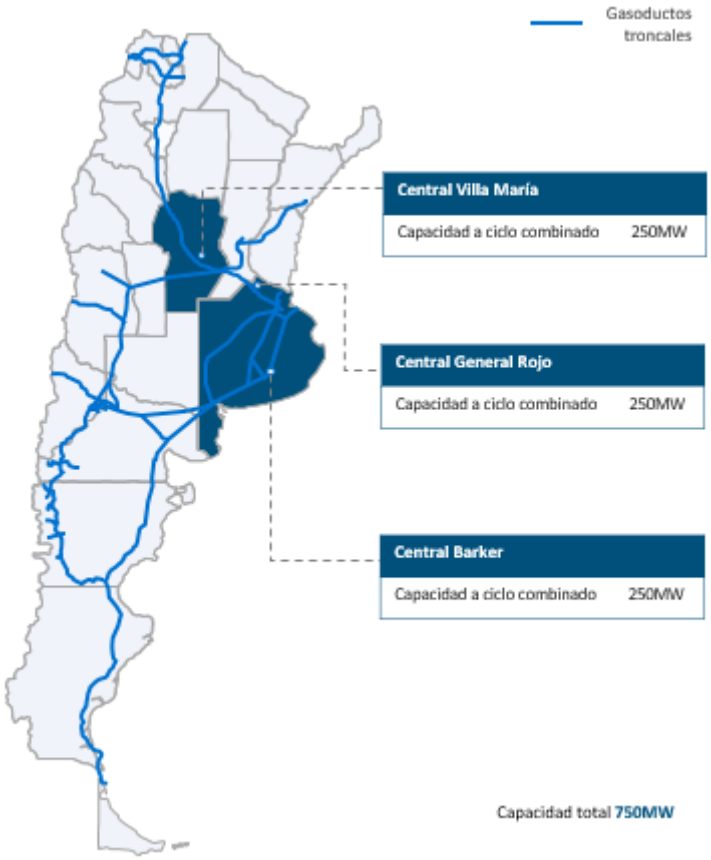
MSU S.A., una de las compañías controladas por el Grupo MSU, es una empresa líder en el sector agropecuario argentino. En la campaña 2019/2020, MSU S.A. sembró más de 166.000 hectáreas, con una producción de más de 860.000 toneladas de granos en Argentina y con operaciones de gerenciamiento en Uruguay, Paraguay y Brasil.

En 2013, el Grupo MSU identificó la potencial oportunidad comercial en el sector eléctrico argentino y tomó la decisión estratégica de enfocarse en el negocio de generación de energía. Después de explorar alternativas en la industria energética, el Grupo MSU comenzó a participar en dicho sector, con resultados exitosos en licitaciones gubernamentales en 2016 y 2017. Además de la operación de nuestras Centrales, el Grupo MSU

está explorando oportunidades en el sector de las energías renovables.

Nuestras Centrales Eléctricas

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras tres Centrales eléctricas incluyendo su capacidad de generación nominal actual:



Central Termoeléctrica General Rojo

La Central General Rojo es una central termoeléctrica dual de ciclo combinado con una capacidad de generación nominal de 250 MW. Su construcción comenzó el 3 de agosto de 2016. La Fecha de Operación Comercial del ciclo simple fue alcanzada el 13 de junio de 2017, con una capacidad de 150 MW, mientras que la Fecha de Operación Comercial del ciclo combinado fue alcanzada el 20 de agosto de 2020, con una capacidad de 100 MW adicionales, por lo que la capacidad total instalada de dicha Central asciende a 250MW. La construcción estuvo a cargo de General Electric International Inc., Sucursal Argentina, conforme a los Contratos EPC. Para mayor información sobre los Contratos EPC de la Emisora, véase "*Nuestros Contratos Significativos*" más adelante en esta sección.

La central se encuentra localizada en una propiedad de 10,98 hectáreas en General Rojo, Provincia de Buenos Aires y está estratégicamente localizada fuera de las zonas urbanas de General Rojo y San Nicolás de los Arroyos, a nueve kilómetros de la Ruta Nacional Nº 9, una de las principales autopistas de Argentina que conecta las tres ciudades más grandes del país: Buenos Aires, Rosario y Córdoba. Además, la central se encuentra a aproximadamente 120 metros del gasoducto troncal de gas natural "Puerto San Gerónimo – General Rodríguez" de Transportadora Gas del Norte S.A. ("TGN"), lo que permite un fácil acceso a la principal fuente de combustible de la central; y a 200 metros de la línea de alta tensión de 132 KV, lo que permite un fácil acceso al nodo para el despacho de electricidad al Sistema de Interconexión Argentino ("SADI").

La Central General Rojo está equipada con cuatro turbogeneradores General Electric (modelo LM6000-PC Sprint), cada uno con una capacidad de generación nominal de 50 MW. Las turbinas funcionan con dos

combustibles: gas natural y gasoil. La central recibe el gas natural a través de su conexión al gasoducto de gas natural. Asimismo, la central cuenta con tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 7.649 m^3, suficiente para abastecer hasta cinco días de combustible con la central en condiciones de funcionamiento a plena capacidad.

Vendemos a CAMMESA de manera exclusiva la capacidad de generación y la electricidad generada por las primeras tres turbinas instaladas en nuestra Central General Rojo en virtud del PPA suscripto entre CAMMESA y la Emisora con fecha 4 de agosto de 2016, de conformidad con la Resolución SEE 21/2016 y regulaciones relacionadas (el "PPA General Rojo Ciclo Simple"). Nuestra inversión total en activos fijos en la Central General Rojo con el objetivo de conseguir la operación como una central de ciclo simple fue de aproximadamente US$ 172.000.000 (incluyendo IVA). La capacidad de generación mensual bajo el PPA General Rojo Ciclo Simple varía según el mes y el combustible utilizado. Las ofertas que realizamos en el mismo tuvieron como objetivo reducir el riesgo de indisponibilidad comprometiendo una capacidad mensual acorde a factores de cada temporada (por ejemplo, mayor capacidad a temperaturas más bajas, según el rendimiento de las turbinas). La capacidad promedio de generación de energía contratada bajo el PPA General Rojo Ciclo Simple es de 144,22 MW. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US$ 20.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 8,50 por MWh y US$ 12,50 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

Con fecha 20 de agosto de 2020, hemos completado la conversión de la Central General Rojo de ciclo simple a ciclo combinado, y alcanzado la operación comercial de conformidad con el PPA suscripto entre CAMMESA y la Emisora con fecha 6 de abril de 2018, de conformidad con la Resolución SEE 287/2018 y regulaciones relacionadas (el "PPA General Rojo Ciclo Combinado"). La inversión total en la instalación de la cuarta turbina de gas y la finalización de la conversión al ciclo combinado fue de aproximadamente US$ 130.000.000 más IVA. La capacidad incremental promedio es de 105,37MW y el 100% opera bajo los términos y condiciones del PPA General Rojo Ciclo Combinado que nos ha sido adjudicado en virtud de la Resolución SEE 287/17. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US$ 18.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 10,40 por MWh y US$ 1 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida inicialmente el 23 de marzo de 2020. Sin embargo, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Emisora ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 29 de mayo 2020. 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 fundó 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. Posteriormente, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mediante la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC del día 10 de septiembre de 2020 prorrogó hasta el 15 de noviembre de 2020 el plazo dispuesto en la nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP del día 10 de junio de 2020. Por consiguiente, nuestros tres proyectos de expansión y conversión a ciclo combinado alcanzaron la fecha de habilitación comercial comprometida en plazo, no registrándose penalidades por demora.

Bajo el PPA General Rojo Ciclo Simple, el combustible requerido para operar la central es suministrado por CAMMESA. Bajo el PPA General Rojo Ciclo Combinado, se requiere que el combustible sea obtenido por la Emisora de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, siendo el costo incurrido compensado por CAMMESA al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

La siguiente tabla presenta algunos datos relativos a la Central General Rojo:

Mes	Generación MWh	Factor de disponibilidad (%)	Facturado CAMMESA (en US$)
Jun-17	16.595	100%	1.984.442
Jul-17	62.179	99%	3.536.375
Ag-17	29.580	100%	3.325.193
Sep-17	28.446	100%	3.282.328
Oct-17	11.107	100%	3.161.459
Nov-17	7.235	100%	3.033.094
Dic-17	15.813	100%	3.072.320
Ene-18	29.137	100%	3.125.808
Feb-18	24.641	100%	3.126.883
Mar-18	9.849	97%	2.924.760
Abr-18	36.966	99%	3.370.234
May-18	4.357	100%	3.109.330
Jun-18	19.191	100%	3.237.922
Jul-18	17.631	100%	3.212.007
Ag-18	17.969	100%	3.225.036
Sep-18	17.247	100%	3.210.954
Oct-18	4.437	100%	3.109.802
Nov-18	2.998	100%	2.993.076
Dic-18	544	100%	2.944.000
Ene-19	8.662	100%	2.952.183
Feb-19	7.538	100%	2.983.437
Mar-19	8.981	100%	2.995.025
Abr-19	4.396	100%	3.109.665
May-19	14.135	100%	3.192.449
Jun-19	13.915	100%	3.184.149
Jul-19	10.725	100%	3.159.465
Ag-19	7.383	100%	3.132.579
Sep-19	3.690	100%	3.092.934
Oct-19	40.985	100%	3.421.893
Nov-19	36.578	100%	3.319.446
Dic-19	21.586	100%	3.123.786
Ene-20	4.122	100%	2.915.949
Feb-20	5.265	100%	2.958.841
Mar-20	4.031	100%	2.953.576
Abr-20	18	100%	3.072.456
May-20	2.248	100%	3.091.199
Jun-20	15.797	100%	3.204.877
Jul-20	29.721	99%	3.298.150
Ag-20	104.779	99%	4.744.249
Sep-20	133.010	99%	6.141.283
Oct-20	161.161	100%	6.517.177
Nov-20	131.690	98%	5.977.005
Dic-20	138.914	98%	5.865.151
Ene-21	117.550	96%	5.649.847
Feb-21	88.924	98%	5.594.914

Central Termoeléctrica Barker

La Central Barker es una central termoeléctrica dual de ciclo combinado que cuenta con una capacidad de generación nominal de 250 MW. Su construcción comenzó el 17 de marzo de 2017. La Fecha de Operación Comercial del ciclo simple fue alcanzada el 29 de diciembre de 2017 con una capacidad nominal de 150 MW, mientras que la Fecha de Operación Comercial del ciclo combinado fue alcanzada el 31 de octubre de 2020, con una capacidad de 100 MW adicionales, aumentando la capacidad total instalada de dicha Central a 250MW. La construcción estuvo a cargo de General Electric International Inc., Sucursal Argentina, conforme a los Contratos EPC.

La central se sitúa en un predio de 12 hectáreas en Barker, Partido de Benito Juárez, Provincia de Buenos Aires, en la intersección de la Ruta Provincial Nº 80 y la Ruta Provincial Nº 74 (aproximadamente a 45 km de la ciudad de Tandil). Se encuentra estratégicamente ubicada fuera de zonas urbanas. La electricidad se despacha

desde esta central a través de una subestación de alta tensión (132 kV) construida por Transba, en el predio donde se encuentra la central, lo que permite acceder a la línea de alta tensión de Barker–Olavarría que, a su vez, permite un fácil acceso al nodo de despacho de electricidad desde la central al SADI.

La Central Barker está equipada con cuatro turbogeneradores General Electric (modelo LM6000-PC Sprint), cada uno con una capacidad de generación de 50 MW. Dichas turbinas funcionan tanto a gas natural como a gasoil. La principal fuente de combustible de la central proviene del gasoducto de gas natural General San Martín, el cual se encuentra aproximadamente a 600 metros al oeste del perímetro del predio donde se ubica la central. Asimismo, la central cuenta con tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 7.649 m3, suficiente para abastecer hasta cinco días de combustible con la central en condiciones de funcionamiento a plena capacidad.

Vendemos la capacidad de generación y la electricidad generada por las primeras tres turbinas instaladas en nuestra Central Barker exclusivamente a CAMMESA, de acuerdo con el PPA suscripto entre CAMMESA y UGEN S.A. (sociedad absorbida por la Emisora) con fecha 25 de julio de 2016 y modificado con fecha 26 de octubre de 2017 de conformidad con la Resolución SEE 21/2016 y otras regulaciones (el "PPA Barker Ciclo Simple"). Nuestra inversión total en activos fijos en la Central Barker con el objetivo de conseguir la operación como una central de ciclo simple fue de aproximadamente US$ 171.000.000 (incluyendo IVA). La capacidad de generación mensual bajo el PPA Barker Ciclo Simple varía según el mes y el combustible utilizado. Las ofertas que realizamos en el mismo tuvieron como objetivo reducir el riesgo de indisponibilidad comprometiendo una capacidad mensual acorde a factores de cada temporada (por ejemplo, mayor capacidad a temperaturas más bajas, según el rendimiento de las turbinas). La capacidad promedio de generación de energía contratada bajo el PPA Barker Ciclo Simple es de 145,19 MW. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 8,50 por MWh y US$ 12,50 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

Con fecha 31 de octubre de 2020 hemos completamos la conversión de la Central Barker de ciclo simple a ciclo combinado, y alcanzado la operación comercial de conformidad con el PPA suscripto entre CAMMESA y UGEN S.A. con fecha 6 de abril de 2018, de conformidad con la Resolución SEE 287/2018 y regulaciones relacionadas (el "PPA Barker Ciclo Combinado"). La inversión total instalación de la cuarta turbina de gas y finalización del ciclo combinado fue de aproximadamente US$ 154.000.000 más IVA. La capacidad incremental promedio es de 105,00 MW y el 100% opera bajo los términos y condiciones del PPA Barker Ciclo Combinado (tal como dicho término se define más adelante) que nos ha sido adjudicado en virtud de la Resolución SEE 287/17. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 8,80 por MWh y US$ 1 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida inicialmente el 23 de mayo de 2020. Sin embargo, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Emisora ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 30 de julio 2020. 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.

Bajo el PPA Barker Ciclo Simple, el combustible requerido para operar la central es suministrado por CAMMESA. Bajo el PPA General Rojo Ciclo Combinado, se requiere que el combustible sea obtenido por la Emisora de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, siendo el costo incurrido compensado por CAMMESA al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

La siguiente tabla presenta algunos datos relativos a la Central Barker:

Mes	Generación MWh	Factor de disponibilidad (%)	Facturado CAMMESA (en US$)
Ene-18	11.460	97%	2.800.488
Feb-18	14.651	100%	2.901.937
Mar-18	8.391	100%	2.909.189
Abr-18	23.039	100%	3.137.845
May-18	3.278	100%	2.977.641
Jun-18	0	100%	2.843.909
Jul-18	37	100%	2.913.081
Ag-18	998	100%	2.923.055
Sep-18	29.888	100%	3.195.461
Oct-18	20.420	100%	3.144.045
Nov-18	8.395	100%	2.938.146
Dic-18	7.733	100%	2.859.092
Ene-19	28.267	100%	3.017.517
Feb-19	28.141	100%	3.016.447
Mar-19	15.961	100%	2.972.608
Abr-19	18.795	100%	3.101.775
May-19	3.380	100%	2.972.890
Jun-19	13.768	100%	3.049.890
Jul-19	2.501	100%	2.937.499
Ag-19	3.469	100%	2.943.997
Sep-19	5.471	100%	2.968.224
Oct-19	60.829	100%	3.487.718
Nov-19	29.364	100%	3.116.390
Dic-19	24.740	100%	3.003.657
Ene-20	5.460	100%	2.812.707
Feb-20	10.532	99%	2.842.490
Mar-20	34.936	100%	3.122.759
Abr-20	10.390	100%	3.030.331
May-20	11.230	91%	2.767.626
Jun-20	3.931	99%	2.960.482
Jul-20	2.173	99%	2.940.605
Ag-20	716	99%	2.919.044
Sep-20	9.043	100%	3.008.164
Oct-20	46.571	100%	3.359.976
Nov-20	133.299	95%	5.869.589
Dic-20	158.910	92%	5.921.484
Ene-21	150.227	97%	6.028.922
Feb-21	106.916	100%	5.779.303

Central Termoeléctrica Villa María

La Central Villa María es una central termoeléctrica dual de ciclo combinado con una capacidad de generación nominal de 250 MW. Su construcción comenzó el 18 de febrero de 2017. La Fecha de Operación Comercial del ciclo simple fue alcanzada el 24 de enero de 2018, mientras que la Fecha de Operación Comercial del ciclo combinado fue alcanzada el 20 de agosto de 2020, con una capacidad de 100 MW adicionales, por lo que la capacidad total de dicha Central Villa María asciende a 250MW. La construcción estuvo a cargo de General Electric International Inc., Sucursal Argentina, conforme a los Contratos EPC.

Localizada en un predio de 8 hectáreas en Villa María, Provincia de Córdoba, cerca de la intersección de la autopista Córdoba-Rosario y la Ruta Provincial Nº 2, esta central se encuentra situada estratégicamente fuera de zonas urbanas y localizada dentro de un parque industrial con acceso directo a energía, agua y abastecimiento de combustible. Hemos construido un gasoducto de 3,2 km para conectar la central con el gasoducto norte de TGN. El principal gasoducto natural (el "Gasoducto Norte de TGN") se encuentra aproximadamente a 2,5 km al este del perímetro del predio en el cual la central se encuentra localizada y hemos construido un gasoducto de 3,2 km para conectar la central a este gasoducto principal. Una línea de alta tensión (132 kV) para conectar la central a la subestación existente en Villa María, de propiedad de Empresa Provincial de Energía de Córdoba, fue construida para permitirnos despachar la energía generada al SADI.

La central está equipada con cuatro turbogeneradores General Electric (modelo LM6000-PC Sprint), cada uno

con una capacidad de generación de 50 MW. Las turbinas de gas de esta central eléctrica funcionan tanto a gas natural como a gasoil. La principal fuente de combustible de la central eléctrica Villa María es el Gasoducto Norte de TGN. Asimismo, la central cuenta con tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 7.649 m^3, suficiente para abastecer hasta cinco días de combustible con la central en condiciones de funcionamiento a plena capacidad.

Vendemos la capacidad de generación y la electricidad generada por las primeras tres turbinas instaladas en nuestra Central Villa María exclusivamente a CAMMESA, de acuerdo con el PPA suscripto entre CAMMESA y UENSA S.A. (posteriormente absorbida por la Emisora) con fecha 29 de diciembre de 2016 de conformidad con la Resolución SEE 21/2016 y otras regulaciones (el "PPA Villa María Ciclo Simple"). Nuestra inversión total en activos fijos en la Central Villa María con el objetivo de conseguir la operación como una central de ciclo simple fue de aproximadamente US$ 175.000.000 (incluyendo IVA). La capacidad de generación mensual bajo el PPA Villa María Ciclo Simple varía según el mes y el combustible utilizado. Las ofertas que realizamos en el mismo tuvieron como objetivo reducir el riesgo de indisponibilidad comprometiendo una capacidad mensual acorde a factores de cada temporada (por ejemplo, mayor capacidad a temperaturas más bajas, según el rendimiento de las turbinas). La capacidad promedio de generación de energía contratada bajo el PPA Villa María Ciclo Simple es de 143,14 MW. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US$ 19,900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 8,50 por MWh y US$ 12,50 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

Con fecha 15 de agosto de 2020, hemos completado la conversión de la Central Villa María de ciclo simple a ciclo combinado, y alcanzado la operación comercial de conformidad con el PPA suscripto entre CAMMESA y UENSA S.A. con fecha 6 de abril de 2018, de conformidad con la Resolución SEE 287/2018 y regulaciones relacionadas (el "PPA Villa María Combinado"). La inversión total en la instalación de la cuarta turbina de gas y la conversión al ciclo combinado fue de aproximadamente US$ 139.000.000 más IVA. La capacidad incremental promedio es de 100,20 MW y el 100% opera bajo los términos y condiciones del PPA Villa María Ciclo Combinado (tal como dicho término se define más adelante) que nos ha sido adjudicado en virtud de la Resolución SEE 287/17. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 12,70 por MWh y US$1 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida inicialmente el 23 de mayo de 2020. Sin embargo, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Emisora ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 30 de junio 2020. 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.

Bajo el PPA Villa María Ciclo Simple, el combustible requerido para operar la central es suministrado por CAMMESA. Bajo el PPA General Rojo Ciclo Combinado, se requiere que el combustible sea obtenido por la Emisora de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, siendo el costo incurrido compensado por CAMMESA al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

La siguiente tabla presenta algunos datos relativos a la Central Villa María:

Mes	Generación MWh	Factor de disponibilidad (%)	Facturado CAMMESA (en US$)
Feb-18	43.301	100%	3.088.596
Mar-18	17.761	48%	1.486.198
Abr-18	33.272	54%	1.881.461
May-18	38.072	100%	3.229.801
Jun-18	59.039	100%	3.467.959
Jul-18	62.190	100%	3.513.671
Ag-18	43.461	100%	3.275.949
Sep-18	8.180	100%	2.960.823
Oct-18	16.125	100%	3.072.140
Nov-18	13.228	100%	2.921.919
Dic-18	15.209	100%	2.885.626
Ene-19	18.841	100%	2.880.681
Feb-19	16.074	100%	2.865.707
Mar-19	3.648	100%	2.824.966
Abr-19	10.088	100%	3.021.195
May-19	7.949	100%	2.973.767
Jun-19	28.719	100%	3.146.926
Jul-19	23.975	100%	3.105.435
Ag-19	6.090	100%	2.944.623
Sep-19	6.446	100%	2.942.676
Oct-19	4.856	100%	2.977.500
Nov-19	13.091	100%	2.921.119
Dic-19	31.475	100%	3.023.491
Ene-20	10.711	100%	2.821.535
Feb-20	6.740	100%	2.778.811
Mar-20	13.359	100%	2.902.135
Abr-20	0	100%	2.935.449
May-20	476	100%	2.909.247
Jun-20	5.736	100%	2.958.596
Jul-20	30.251	99%	3.176.415
Ag-20	117.519	100%	5.175.182
Sep-20	98.417	100%	5.871.596
Oct-20	145.565	100%	6.362.158
Nov-20	139.511	99%	5.971.714
Dic-20	168.183	100%	6.455.506
Ene-21	128.757	100%	5.858.057
Feb-21	94.515	100%	5.590.024

Fusión y cambio de denominación

En la asamblea extraordinaria de fecha 3 de enero de 2019, los accionistas de la Emisora decidieron reemplazar su denominación social de Río Energy S.A. a MSU Energy S.A. Dicho cambio de denominación se encuentra inscripto en la IGJ desde el 6 de marzo de 2019, bajo el N° 4405 del libro: 94, tomo: - de Sociedades por Acciones.

De conformidad con la Resolución Nº 20.075 de fecha 20 de febrero de 2019, el Directorio de la CNV aprobó la fusión de UENSA S.A. y UGEN S.A. con MSU Energy como sociedad absorbente (la "Fusión"). La Fusión fue aprobada por los accionistas de la Emisora, UENSA S.A. y UGEN S.A., respectivamente, en sus asambleas de fecha 31 de octubre de 2018, habiéndose firmado el correspondiente acuerdo definitivo de fusión el 12 de diciembre de 2018. La fecha efectiva de la Fusión fue el 1 de enero de 2019. La mencionada Fusión se encuentra inscripta en la IGJ bajo el Nº 4317, del libro: 93, Tomo: -- de Sociedades por Acciones, en fecha 1 de marzo de 2019.

Por otro lado, mediante Resoluciones Nº 20.076 y 20.077, el Directorio de la CNV aprobó la liquidación de UGEN S.A. y UENSA S.A., respectivamente, y la transferencia de la autorización de oferta pública oportunamente otorgada a UGEN S.A. y UENSA S.A., respectivamente, a favor de la Emisora. La disolución de UENSA S.A. se encuentra inscripta en la IGJ bajo el Nº 4315, del libro: 93, Tomo: - de Sociedades por Acciones, en fecha 1° de

marzo de 2019. Asimismo, la disolución de UGEN S.A. se encuentra inscripta en la IGJ bajo el N° 4316, del libro: 93, tomo: - de Sociedades por Acciones, en fecha 1° de marzo de 2019.

El objetivo de la Fusión fue simplificar nuestras operaciones y optimizar nuestras estructuras administrativa y técnica, de modo de alcanzar sinergias y eficientizar las operaciones y el desarrollo de nuestro negocio.

Medioambiente y Sustentabilidad

La gestión ambiental es una prioridad fundamental en las operaciones y actividad comercial de la Emisora. Nuestras Centrales y operaciones se encuentran sujetas a regulación gubernamental, incluidas leyes, reglamentaciones, normas, pautas, políticas y directivas rigurosas e integrales, tanto a nivel federal, provincial como local y otros requerimientos relativos o que regulan, entre otros, lo siguiente: emisiones atmosféricas; vertidos al agua; almacenamiento, manipulación, uso, disposición, transporte y distribución de materiales peligrosos, residuales y otros materiales regulados, como productos químicos; la prevención de liberación de materiales peligrosos al medioambiente; la presencia y remediación de materiales peligrosos en el suelo y aguas subterráneas, tanto dentro como fuera del sitio; la protección de recursos naturales; asuntos relativos a zonificación y explotación del suelo; y cuestiones relativas a la seguridad y salud ocupacional. Consideramos la protección del medioambiente como un área de rendimiento y, como tal, las cuestiones ambientales están incluidas dentro de las responsabilidades de nuestros principales ejecutivos.

Seguros

Entendemos que el nivel de cobertura de seguros que hemos contratado para nuestras propiedades, operaciones, personal y negocios es razonablemente adecuada de acuerdo con los riesgos que enfrentamos y es comparable al nivel de cobertura de seguros contratada por otras empresas de tamaño similar que operan en la misma industria en Argentina.

Actualmente contamos con un paquete integral de seguros contra daños a la propiedad e interrupción de las operaciones, entre otros. Estas pólizas cubren nuestros activos físicos como las centrales eléctricas, oficinas, equipamiento y subestaciones, además del costo de interrupción de las operaciones causada por roturas de equipos o catástrofes. Contratamos un seguro contra terceros, incluido seguro por accidentes de trabajo y seguro adicional de responsabilidad civil automotor. También contratamos un seguro “Contra Todo Riesgo de Contratistas” para nuestros cuatro sitios de construcción, contra riesgos relativos a la construcción y montaje que surjan como consecuencia de paros, huelgas, terremotos, granizo, incendios, tormentas, inundaciones y explosiones, con cobertura por responsabilidad civil.

Contratamos los seguros con compañías aseguradoras globales y locales, como Sura, Allianz y Zurich, según se detalla en la siguiente tabla.

Asegurado	Compañía de Seguro	Ramo Asegurado	Suma Asegurada	Inicio Vigencia	Fin de Vigencia
MSU Energy	Chubb	Responsabilidad Civil | D&O	US$ 15.000.000	14/12/2020	14/12/2021
MSU Energy	Berkley - Seguros Sura	Responsabilidad Civil	US$ 50.000.000	23/1/2020	23/1/2022
MSU Energy	Seguros Sura S.A.	Todo Riesgo Operativo	US$ 1.000.861.018 (Daños Materiales y Pérdida de Beneficio)	31/10/2020	31/10/2021
MSU Energy General Rojo	Sancor Seguros	Ambiental	$ 24.452.794	18/8/2020	18/8/2021
MSU Energy Barker	Sancor Seguros	Ambiental	$ 17.153.532	1/2/2021	1/2/2022
MSU Energy Villa Maria	Sancor Seguros	Ambiental	$ 22.535.695	1/2/2021	1/2/2022

Seguridad y Mantenimiento

Implementamos y cumplimos con los procedimientos estándares de seguridad en Argentina, a los fines de garantizar la seguridad de nuestros empleados y contratistas y de las comunidades en donde nuestras operaciones se encuentran localizadas. En términos de eficiencia operacional, nos focalizamos en garantizar a largo plazo la disponibilidad, confianza e integridad de bienes con políticas de mantenimiento y monitoreo preventivo y predictivo.

Nuestros contratos con proveedores de mantenimiento y asistencia técnica tienen un plazo promedio de 10 (diez) años. Hemos seleccionado cuidadosamente nuestros proveedores de turbinas y equipos a través de un proceso de evaluación, focalizando en su historial comercial. Hemos suscripto contratos con General Electric que nos han ayudado a desarrollar las Centrales y asegurar la regular disponibilidad de componentes y reemplazo de partes para el correcto funcionamiento y mantenimiento de las turbinas y motores, estableciendo bases mínimas para la disponibilidad de generación de electricidad y que nos ayudará a predecir en una mejor medida los costos de mantenimiento e inversión. Para mayor información, véase "*Nuestros Contratos Significativos*" en esta sección.

Competencia

La demanda de energía y electricidad en Argentina es atendida por varias empresas generadoras de energía, tanto estatales como privadas. Estas empresas persiguen el derecho de ofrecer capacidad de generación y electricidad y de desarrollar proyectos a fin de atender la creciente demanda de energía eléctrica en el país. La mayoría de nuestros competidores son significativamente más grandes y cuentan con recursos considerablemente mayores que nuestra empresa. Debido a la significativa brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina (que se ha traducido en cortes de electricidad voluntarios y forzosos en tiempos de mayor consumo estacional), no ha habido una presión competitiva notoria en el sector eléctrico argentino en los últimos 12 (doce) años. En años recientes, los cortes de electricidad han resultado en significativas importaciones de energía de países vecinos. De conformidad con información proveniente de CAMMESA, durante el pico de demanda histórico experimentado en el verano de 2021 se registró el ultimo récord de potencia alcanzando 26.450 MW.

Asimismo, ampliar la brecha entre oferta y demanda de electricidad mediante el incremento de la oferta de electricidad fue prioritario para el anterior gobierno de Mauricio Macri, lo cual se refleja en el hecho de que la primera resolución adoptada por el ex Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, tuvo por fin reformar el sistema tarifario y el marco regulatorio del sector. Con respecto a la generación de energía, el ex Ministerio de Energía y Minería, Juan José Aranguren, informó públicamente la necesidad de nueva capacidad de generación, lo cual fue resuelto mediante el aumento de fuentes de energía térmica y renovable por parte de empresas del

sector privado, y tomó medidas para incrementar la capacidad de generación a los fines de asegurar el suministro de energía eléctrica y reducir la necesidad de importaciones provenientes de países vecinos. En tal sentido se realizaron las licitaciones de generación térmica denominadas, Resolución 21 de SEE y Resolución 287 de la misma secretaría. A la vez, se realizaron las licitaciones de generación de fuente renovable, Renovar 1, 1.5, 2 y 3. Como resultado, creemos que no existirá competencia significativa en Argentina en el mercado de energía eléctrica de corto a mediano plazo, más allá de competencia por nuevas licitaciones que puedan convocarse.

Acciones judiciales

Nuestra actividad comercial nos expone a posibles litigios relacionados con materias laborales, regulatorias, impositivas y administrativas, investigaciones gubernamentales, reclamos por daños, disputas contractuales y acciones penales, entre otras materias.

Se iniciaron acciones legales por una asociación medioambiental contra la Emisora alegando la falta de permisos en el proceso de construcción de la Central General Rojo y solicitando la suspensión de la construcción y operación de la Central General Rojo. El reclamo fue acompañado por una medida cautelar contra la construcción de la Central General Rojo, lo que fue denegado en primera instancia ante el juzgado federal y en segunda instancia ante la cámara federal de apelaciones. Posteriormente, se presentó una segunda medida similar contra la construcción de la central de energía, que también fue derrotada en primera instancia ante un juez federal. Es nuestro entendimiento que contamos con la totalidad de los permisos requeridos para la construcción y que son necesarios para la operación de la Central General Rojo. El juicio se encuentra en la etapa probatoria. Estimamos que tendremos resultados exitosos respecto de las acciones legales iniciadas. En caso de obtener resultados negativos, la Emisora podría ser multada y/o la operación de la Central General Rojo podría ser suspendida, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones y condiciones financieras.

Asimismo, se iniciaron acciones legales por algunos individuos contra el Organismo Provincial de Desarrollo Sustentable (OPDS) alegando irregularidades en la resolución que otorgó el certificado de aptitud ambiental a la Central Barker y donde fuimos citados como terceros coadyuvantes. Es de nuestro entendimiento que el certificado fue tramitado de acuerdo a la normativa aplicable, y estimamos que tendremos resultados exitosos respecto de las acciones legales iniciadas. En caso de obtener resultados negativos, la Emisora podría ser multada y/o la operación de la Central Barker podría ser suspendida, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones y condiciones financieras.

Adicionalmente, ciertos grupos ambientales iniciaron nuevas acciones legales contra la Emisora alegando la falta de permisos en la construcción de la Central Barker y la posible afectación al medio ambiente. Fuimos notificados y respondimos a este reclamo. Es nuestro entendimiento que contamos con la totalidad de los permisos requeridos para la construcción y que son necesarios para la operación de la Central Barker. El juicio se encuentra en la etapa probatoria. Estimamos que tendremos resultados exitosos respecto de las acciones legales iniciadas. En caso de obtener resultados negativos, la Emisora podría ser multada y/o la operación de la Central Barker podría ser suspendida, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones y condiciones financieras.

Permisos y Autorizaciones Regulatorias

En relación a nuestras Centrales, contamos con la totalidad de los permisos o permisos preliminares que son requeridos para la operación de las mismas. Dichos permisos se encuentran plenamente vigentes y no hemos recibido ninguna notificación de procesos de revocación o cancelación de los mismos. No existe razón para creer que los permisos o permisos preliminares que son requeridos para la operación de las Centrales no serán obtenidos en el curso ordinario. No obstante ello, podríamos experimentar ciertas demoras en la recepción de dichos permisos operativos, aprobaciones, consentimientos o certificados, y dichas demoras podrían afectar la fecha de operación comercial de nuestras Centrales y, dependiendo de la duración de dicha demora, podría tener un impacto materialmente adverso sobre nuestro negocio y el resultado de nuestras operaciones.

Nuestros Contratos Significativos

Los siguientes son resúmenes de los términos materiales de ciertos contratos relacionados con nuestras Centrales eléctricas. Estos resúmenes no deben ser considerados como la totalidad de los términos y condiciones de dichos contratos. Consecuentemente, los siguientes resúmenes se encuentran calificados en su totalidad por

referencia a cada uno de dichos contratos.

Los PPA (Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica)

Introducción

El 22 de marzo de 2016, por medio de la Resolución SEE 21/2016, la SEE anunció que se convocaría una licitación para la instalación de nueva capacidad de generación de energía a incorporarse durante el verano (noviembre a abril) de 2016/2017, el invierno (mayo a octubre) de 2017, o el verano (noviembre a abril) de 2017/2018.

En virtud de dicha licitación, nos han sido adjudicados los siguientes PPAs, por un plazo de 10 (diez) años en Dólares Estadounidenses para vender un total de 432,55 MW de capacidad de generación de energía promedio mensual a CAMMESA: (a) el PPA General Rojo Ciclo Simple; (b) el PPA Barker Ciclo Simple, y (c) el PPA Villa María Ciclo Simple (conjuntamente, los "PPAs Ciclo Simple").

Cada uno de dichos PPAs Ciclo Simple está expresamente sujeto a (y regido por) las normas que rigen el mercado mayorista de energía en Argentina, las leyes argentinas y ciertas resoluciones, así como el pliego de bases y condiciones de la licitación en el marco de la cual fuimos adjudicados con dichos PPAs Ciclo Simple.

La siguiente tabla muestra un resumen de los principales términos y condiciones de los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016:

Ciclo Simple	General Rojo PPA	Barker PPA	Villa Maria PPA
Fecha de ejecución	4 de agosto de 2016	25 de julio de 2016, conforme fuera modificado el 26 de octubre de 2017	29 de diciembre de 2016
Fecha comprometida	30 de enero de 2017[1]	15 de noviembre de 2017[2], conforme fuera modificado el 30 de diciembre de 2017	31 de enero de 2018
Fecha de operación comercial	13 de junio de 2017	29 de diciembre de 2017	25 de enero de 2018
Multa máxima por no cumplir con la fecha de operación comercial (US$/día)[3]	301.413	288.930	284.850
Promedio de capacidad contratada mensual – Gas Natural (MW)	144,217	145,191	143,141
Promedio de capacidad contratada mensual – Diesel (MW)	142,719	143,714	141,785
Pago de capacidad fija (US$/MW/mensual)	20.900	19.900	19.900
Pago Variable – Gas Natural (US$/MWh)	8,50	8,50	8,50
Pago Variable – Diesel (US$/MWh)	12,50	12,50	12,50
Consumo específico de Gas Natural promedio garantizado (Kcal/KWh)	2.234	2.231	2.236
Consumo específico de Diesel promedio garantizado (Kcal/KWh)	2.250	2.245	2.252
Bono de finalización (US$)	18.084.770	17.335.786	17.091.016

[1] La fecha estimada de Inicio de la Operación Comercial establecida en el PPA de General Rojo era el 30 de enero de 2017. Sin embargo, debido a razones de fuerza mayor, General Electric, nuestro contratista para la construcción de las centrales, solicitó una extensión en dicho término lo que resultó en un retraso en la fecha de Inicio de Operación Comercial al 13 de junio de 2017. Para mayor información, véase la Nota 14 a nuestros estados financieros correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.
[2] La Fecha Comprometida establecida en el PPA de Barker era el 15 de noviembre de 2017. Sin embargo, a partir de una enmienda al PPA para cambiar la ubicación de la central, la Fecha Comprometida se extendió al 30 de diciembre de 2017. El inicio de Operación Comercial fue el 29 de diciembre de 2017. Ver "*Garantía de Cumplimiento y Penalidades*".
[3] La penalidad tiene un máximo establecido en la Garantía de Cumplimiento que se describe más abajo (la que es equivalente a un retraso de 60 días).

En agosto de 2017, presentamos nuestras ofertas a la Secretaría de Energía (ex Secretaría de Energía Eléctrica) en el llamado a licitación implementado por la Resolución SEE 287-E/2017. El propósito de dicha licitación fue la promoción de la expansión de la capacidad de generación mediante la construcción de centrales de cogeneración y la expansión de la capacidad de las centrales termoeléctricas de ciclo simple por medio de su conversión en centrales de ciclo combinado, mejorando la eficiencia en la utilización del gas natural y el gasoil.

En virtud de dicha licitación, nos han sido adjudicados los siguientes PPAs, por un plazo de 15 (quince) años en Dólares Estadounidenses para vender un total de 310,57 MW de capacidad de generación de energía promedio mensual a CAMMESA: (a) el PPA General Rojo Ciclo Combinado; (b) el PPA Barker Ciclo Combinado, y (c) el PPA Villa María Ciclo Combinado (todos ellos en conjunto, los "PPAs Ciclo Combinado" y en forma conjunta con los PPAs Ciclo Simple, los "PPAs").

Cada uno de dichos PPAs Ciclo Combinado está expresamente sujeto a (y regido por) las normas que rigen el mercado mayorista de energía en Argentina, las leyes argentinas y ciertas resoluciones, así como el pliego de bases y condiciones de la licitación en el marco de la cual nos han sido adjudicados dichos PPAs Ciclo Combinado.

La siguiente tabla muestra un resumen de los principales términos y condiciones de nuestros PPAs Ciclo Combinado:

Ciclo Combinado	General Rojo PPA	Barker PPA	Villa Maria PPA
Fecha comprometida (1)	29 de mayo de 2020	30 de julio de 2020	30 de junio de 2020
Fecha de operación comercial	20 de agosto de 2020	31 de octubre de 2020	15 de agosto de 2020
Promedio de capacidad contratada mensual	105,37MW	105,00MW	100,20MW
Pago de capacidad fija (US$/MW/mensual)	18.900	19.900	19.900
Pago Variable – Gas Natural (US$/MWh)	10,40	8,80	12,70
Pago Variable – Diesel (US$/MWh)	1,00	1,00	1,00
Consumo específico de Gas Natural promedio garantizado (Kcal/KWh)	1.680	1.680	1.680
Consumo específico de Diesel promedio garantizado (Kcal/KWh)	1.750	1.700	1.750

(1) 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 fundó 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. Posteriormente, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mediante la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC del día 10 de septiembre de 2020 prorrogó hasta el 15 de noviembre de 2020 el plazo dispuesto en la nota NO-2020-37458730- APN-SE#MDP del día 10 de junio de 2020.

Estructura de precios

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, nuestra compensación contiene dos elementos principales: un pago por capacidad fija (el "Pago por Capacidad Fija") y un pago variable (el "Pago Variable"). El Pago por Capacidad Fija consiste en un cargo fijo por MW por mes para nuestra capacidad contratada en virtud de cada PPA (la "Capacidad Contratada"). A fin de recibir la totalidad del Pago por Capacidad Fija, nuestra Capacidad Contratada debe estar plenamente disponible cuando CAMMESA la convoque para prestar el servicio (excluidos los momentos de mantenimiento programado, restricción de provisión de combustible por parte de CAMMESA o reducción de transmisión) según las mediciones efectuadas mensualmente. El Pago Variable consiste en un cargo variable basado en la cantidad real de electricidad que generamos y suministramos cuando CAMMESA lo solicita. El Pago Variable está diseñado para cubrir los costos de operación y mantenimiento (excluido el consumo de combustible) en los que incurrimos sobre la base de la cantidad de energía generada y el tipo de combustible utilizado.

Aproximadamente el 90% de nuestros ingresos están conformados por Pagos por Capacidad Fija, y el porcentaje restante representa Pagos Variables basados en los costos operativos (excluido el consumo de combustible) para generar la energía que suministramos. Asimismo, el precio que paga CAMMESA en virtud de los PPA, incluye una suma que corresponde al pago de, o reembolso de cargos y costos de transmisión pagados al ENRE y CAMMESA, según se determina sobre la base de la información publicada mensualmente por CAMMESA.

Bajo los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, conforme el Artículo 7 del pliego de bases y condiciones, el Pago por Capacidad Fija se reduce a un cargo por indisponibilidad de US$ 5 por MW por hora para cualquier porción de nuestra Capacidad Contratada que no se encuentra disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio ("Cargos por Indisponibilidad"). Tales Cargos por Indisponibilidad se duplican a US$ 10 por MW por hora si la indisponibilidad se da cuando se verifican cortes de energía en el sistema. Los Cargos por Indisponibilidad totales aplicados en un mes, no podrán ser superiores al 50% del Pago por Capacidad Fija aplicable. Sin embargo, la falta de suministro de la Capacidad Contratada de forma sustancial y repetida o prolongada de nuestra parte podría constituir un hecho de incumplimiento de conformidad con el PPA aplicable, y podría permitir que CAMMESA, a su discreción, rescinda el PPA aplicable. Para mayor información, véase "*Disposiciones sobre rescisión y resolución*" en esta sección.

Respecto a los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, conforme el Artículo 7 del pliego de bases y condiciones, el Pago por Capacidad Fija se reduce a un cargo por indisponibilidad de US$ 5 por MW por hora para cualquier porción de nuestra Capacidad Contratada que no se encuentra disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio. Tales Cargos por Indisponibilidad se duplican a US$ 10 por MW por hora si la indisponibilidad se da cuando se verifican cortes de energía en el sistema. Los Cargos por Indisponibilidad totales aplicados en un mes, no podrán ser superiores al 50% del Pago por Capacidad Fija aplicable. Sin embargo, la falta de suministro de la Capacidad Contratada de forma sustancial y repetida o prolongada de nuestra parte podría constituir un hecho de incumplimiento de conformidad con el PPA aplicable, y podría permitir que CAMMESA, a su discreción, rescinda el PPA aplicable. Para mayor información, véase "*Disposiciones sobre rescisión y resolución*" en esta sección.

Las condiciones de pago están especificadas en las regulaciones aplicables. En virtud de dichas regulaciones, actualmente, CAMMESA, efectúa los pagos dentro de los 30 días (más dos días hábiles requeridos para realizar las transferencias bancarias necesarias) a partir de las "liquidaciones de venta" y los montos son ajustados (aumentados o disminuidos) en Pesos sobre la base de referencia del tipo de cambio de Dólar Estadounidense aplicable al Día Hábil anterior en que dicho pago fue efectuado. Sin embargo, el hecho de que las condiciones de pago estén contenidas en (y están sujetas a) los reglamentos (que están sujetos a modificaciones) implica un riesgo de cambio de ley con respecto a las condiciones de pago de los PPA. Ver "*Factores de Riesgo - Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio - Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.*"

De conformidad con el artículo 5 del Reglamento, CAMMESA tiene la obligación de realizar todos los pagos a los acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") con los fondos a su disposición, pagando - con respecto a cada deuda - primero, cualquier interés adeudado sobre monto de capital adeudado y, segundo, el monto de capital adeudado. Además, se requiere que las obligaciones de deuda más viejas se descarguen primero (en el orden en que hayan sido incurridas).

Si los fondos de CAMMESA son insuficientes para cancelar los pagos adeudados, la Sección 3.14 de la Resolución N° 21/2016 estipula que los PPAs en vigencia celebrados por CAMMESA tendrán una prioridad de pago equivalente a los PPAs vigentes con el Banco de Inversiones y Comercio Exterior ("BICE") como fiduciario. Dicha sección también prevé que la prioridad de pago es equivalente a la estipulada para el pago del costo del combustible líquido utilizado en la generación de energía.

Pago por Capacidad Fija y Pago Variable por Central

En virtud del PPA General Rojo Ciclo Simple, el Pago por Capacidad Fija equivale a US$ 20.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 8,50 por MW/h y US$ 12,5 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente. En virtud del PPA General Rojo Ciclo Combinado, el Pago por Capacidad Fija equivale a US$ 18.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 10,40 por MW/h y US$ 1,00 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente.

En virtud del PPA Barker Ciclo Simple, el Pago por Capacidad Fija es igual a US$19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 8,50 por MWh y US$ 12,5 por MWh por ventas de electricidad con gas natural o gasoil, respectivamente. En virtud del PPA Barker Ciclo Combinado, el Pago por Capacidad Fija equivale a US$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 8,80 por MW/h y US$ 1,00 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente.

En virtud del PPA Villa María Ciclo Simple, el Pago por Capacidad Fija equivale a US$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 8,50 por MW/h y US$ 12,5 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente. En virtud del PPA Villa María Ciclo Combinado, el Pago por Capacidad Fija equivale a US$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US$ 12,70 por MW/h y US$ 1,00 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente.

Suministro de combustible

En relación con los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, el combustible necesario para operar nuestras Centrales (gasoil o gas natural) es suministrado por CAMMESA. CAMMESA es actualmente el único responsable de proveer combustible en el mercado de energía de Argentina. Por lo tanto, la imposibilidad de nuestras Centrales de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada en razón de la imposibilidad de CAMMESA de suministrar los combustibles, no desencadenará una reducción en el cálculo de la disponibilidad de capacidad mensual o la aplicación de cargos por indisponibilidad. Bajo los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, se requiere que el combustible sea obtenido por la Emisora de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, siendo el costo incurrido compensado por CAMMESA al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables

Somos responsables bajo los términos de cada PPA Ciclo Simple de contar con disponibilidad de capacidad de almacenamiento adecuada para gasoil de modo de permitir por lo menos, 120 horas de operación automática y continua en cada una de las Centrales a capacidad máxima (con excepción de que el combustible sea transportado a través de gasoductos).

Conforme cada PPA Ciclo Simple, la obligación de CAMMESA de suministrarnos o reembolsarnos por el combustible está limitada por el consumo específico garantizado de las unidades de generadores instaladas en cada central (el "Consumo Específico Garantizado") de la siguiente manera:

- De conformidad con el PPA General Rojo Ciclo Simple, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2.234 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 2.250 kcal/kWh en el caso del diesel.
- De conformidad con el PPA Barker Ciclo Simple, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2.230 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 2.245 kcal/kWh en el caso del diesel.
- De conformidad con el PPA Villa María Ciclo Simple, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2.236 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 2.252 kcal/kWh en el caso del diesel.

Conforme cada PPA Ciclo Combinado, el Consumo Específico Garantizado se encuentra cubierto de la siguiente manera:

- De conformidad con el PPA General Rojo Ciclo Combinado, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.680 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 1.750 kcal/kWh en el caso del

diesel.

- De conformidad con el PPA Barker Ciclo Combinado, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.680 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 1.700 kcal/kWh en el caso del diesel.
- De conformidad con el PPA Villa María Ciclo Combinado, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.680 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 1.750 kcal/kWh en el caso del diesel.

El combustible consumido por las unidades generadoras que supere el Consumo Específico Garantizado se deduce mensualmente de los pagos realizados por CAMMESA a los precios de compra establecidos por CAMMESA.

Plazo

El plazo de vigencia de los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016 es de 10 (diez) años, mientras que el plazo de vigencia de los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017 es de 15 (quince) años, en ambos casos comenzando desde la Fecha Comprometida.

Nuestras Centrales de General Rojo, Barker y Villa María alcanzaron sus respectivas Fechas de Operación Comercial bajo los PPA que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016 el 13 de junio de 2017, el 29 de diciembre de 2017 y el 25 de enero de 2018, respectivamente.

Nuestras Centrales de Villa María, General Rojo y Barker alcanzaron sus respectivas Fechas de Operación Comercial bajo los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, el 15 de agosto, el 20 de agosto de 2020 y 31 de octubre de 2020, respectivamente.

Capacidad Contratada

La siguiente tabla muestra la Capacidad Contratada para cada uno de los PPAs sobre la base del tipo de combustible utilizado:

	General Rojo			Barker			Villa Maria		
	PPA 2016		PPA 2017	PPA 2016		PPA 2017	PPA 2016		PPA 2017
Mes	Gas Natural	Gasoil	Gas Natural / Gasoil	Gas Natural	Gasoil	Gas Natural / Gasoil	Gas Natural	Gasoil	Gas Natural / Gasoil
Enero	137.74	137.39	104.30	139.55	137.48	104.50	136.71	136.35	99.30
Febrero	139.65	138.43	104.30	139.55	137.48	104.50	136.71	136.92	99.30
Marzo	139.65	140.34	104.30	142.57	140.79	104.50	140.39	138.39	99.30
Abril	147.00	146.70	104.30	147.83	148.41	104.50	147.51	146.45	99.30
Mayo	147.00	146.70	107.50	148.24	146.31	106.00	146.03	144.53	102.00
Junio	147.00	143.77	107.50	147.80	146.19	106.00	146.03	144.53	102.00
Julio	147.00	143.77	107.50	147.80	146.31	106.00	146.03	144.47	102.00
Agosto	147.00	143.77	107.50	147.41	146.19	106.00	145.54	143.87	102.00
Septiembre	147.00	144.65	104.30	147.80	146.19	104.50	145.54	143.87	99.30
Octubre	147.00	146.70	104.30	149.32	148.41	104.50	147.51	146.45	99.30
Noviembre	143.93	141.98	104.30	144.06	142.43	104.50	141.19	139.24	99.30
Diciembre	140.63	138.43	104.30	140.36	138.38	104.50	138.50	136.35	99.30

El promedio de la Capacidad Contratada mensual total bajo los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016 es de 432,55 MW, y consisten en: (a) 144,22 MW conforme el PPA General Rojo Ciclo Simple; (b) 145,19 MW conforme el PPA Barker Ciclo Simple y (c) 143,14 MW conforme el PPA Villa María Ciclo Simple. El promedio de la Capacidad Contratada mensual total bajo los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017 es de 310,57 MW, y consisten en: (a) 105,37 MW conforme el PPA General Rojo Ciclo Combinado; (b) 105,00 MW conforme el PPA Barker Ciclo Combinado y (c) 100,20 MW conforme el PPA Villa María Ciclo Combinado.

Cálculo y forma de pago de los ingresos

Todos los meses, CAMMESA emite una Liquidación de Ventas en la que calcula el monto en Dólares Estadounidenses adeudado por CAMMESA en virtud de cada PPA. Estos montos se convierten y pagan en Pesos, aplicando el tipo de cambio publicado por el BCRA, conforme la Comunicación “A” 3500 al último Día Hábil del mes de Liquidación de Ventas. Con arreglo a la normativa aplicable, CAMMESA nos pagará los montos indicados en la Liquidación de Ventas dentro de los 30 días posteriores (más dos días hábiles requeridos para poder realizar las transferencias bancarias necesarias) a cada fecha de emisión de Liquidación de Ventas y

redondeará el monto de su pago en pesos argentinos hacia arriba o hacia abajo sobre la base del tipo de cambio del Dólar Estadounidense de referencia vigente el Día Hábil anterior en el que dicho pago sea efectivamente realizado.

Penalidades

Nos encontraremos sujetos a penalidades por indisponibilidad por hora bajo el Artículo 18 del correspondiente PPA. Dichas penalidades consisten en una reducción de los Pagos por Capacidad Fija en la medida en que no tengamos disponible, o podamos proveer, cualquier porción de nuestra capacidad contratada al momento de solicitud del despachante. Para mayor información, véase – "Estructura de Precios" más arriba.

Se deberá adicionar IVA a cualquier monto que le facturemos a CAMMESA en virtud de los PPA. Los montos de IVA facturados pueden compensarse con nuestro crédito fiscal por IVA acumulado de operaciones anteriores (incluida la importación de bienes, gastos y pagos de CAPEX). Una vez que utilicemos todo nuestro crédito fiscal por IVA, se nos solicitará que remitamos el IVA cobrado a CAMMESA a la AFIP de forma mensual.

Obligaciones durante las operaciones

El Anexo 1 a la Resolución 61/1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica establece los procedimientos para programar la operación, el despacho y la determinación del precio. Nuestras operaciones están y estarán sujetas a estos procedimientos y se aplicarán penalidades económicas cuando se produzcan incumplimientos. El Artículo 5.4 de los PPAs dispone que, en el caso de que resulten aplicables penalidades económicas por violación de los Procedimientos, estas serán directamente deducidas por CAMMESA del precio de la electricidad vendida por nosotros al MEM. Como generadores y agentes del MEM, estamos sujetos a ciertos requisitos establecidos en los Procedimientos con respecto a la presentación de información sobre liquidación de precios, necesidades de mantenimiento y cualquier modificación a las condiciones comprometidas para suministro reactivo, entre otras. Un incumplimiento injustificado de estas obligaciones de nuestra parte podría resultar en la imposición de multas según lo establezca la Secretaría de Energía Eléctrica sobre la base del daño causado. En el caso de que nuestros generadores produzcan un excedente de más de un cinco por ciento de la energía despachada, CAMMESA nos notificará y no recibiremos pagos por la energía excedente producida.

Disposiciones sobre rescisión y resolución

CAMMESA podrá, en virtud de cada PPA, resolver tales PPA a su entera discreción y en la fecha que decida si se produjera y mantuviera cualquiera de los siguientes hechos de incumplimiento:

1. Si la compañía operativa pertinente perdiera su calidad de agente del MEM para la central correspondiente;
2. Si la compañía operativa pertinente iniciara cualquier acción que resultara en la invalidez o inexigibilidad de sus obligaciones en virtud del PPA pertinente;
3. Si la compañía operativa pertinente se disolviera o iniciara un proceso de liquidación;
4. Si la compañía operativa pertinente entrara en cesación de pagos;
5. Si la compañía operativa pertinente fuera declarada en quiebra;
6. Si la compañía operativa pertinente presentara una solicitud de concurso preventivo o quiebra;
7. Si un tercero presentara una solicitud de quiebra contra la compañía operativa pertinente, y no se apelara tal solicitud en la primera oportunidad procesal para hacerlo;
8. Si se produjera algún hecho o acción que, en virtud de la normativa vigente, desencadenara efectos similares a los descriptos en las cláusulas (i) a (vii) precedentemente;
9. Si la compañía operativa pertinente asignara una porción sustancial de sus activos o derechos que, según el criterio exclusivo de CAMMESA, impida o pudiera impedir el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del PPA aplicable;
10. Si la compañía operativa pertinente celebrara un acuerdo preventivo extrajudicial;
11. Si se produjera la imposición de contralor judicial sobre la administración societaria de la compañía operativa pertinente o bien la ejecución de una porción sustancial de los activos de la compañía operativa pertinente para satisfacer una sentencia o reclamo; o
12. Si se produjera un incumplimiento sustancial y repetido o prolongado de nuestra parte respecto de la obligación de suministrar la Capacidad Contratada sin motivos justificados.

En caso de terminación por CAMMESA con causa, no se requiere que CAMMESA nos pague ningún pago por terminación que cubra los costos de capital del proyecto.

Sin embargo, en el caso de que CAMMESA resuelva incorrectamente sin causa un PPA, la ley argentina le permite a la Emisora presentar un reclamo por daños en razón de la resolución indebida de dicho contrato.

Fuerza mayor

El alcance y los efectos de un acto fortuito o hecho de fuerza mayor están regulados por el Artículo 1730 y las disposiciones relacionadas del Código Civil y Comercial argentino (en el caso de los PPAs Ciclo Combinado, sólo aplicable a partir de la Fecha de Habilitación Comercial).

Ley aplicable y resolución de conflictos

Los PPAs se rigen por la ley argentina. Las partes deben intentar resolver toda controversia que surja entre ellas, si correspondiera, mediante negociación directa a través de sus agentes dentro de los 30 días siguientes a la fecha en que una de las partes reciba una notificación por escrito de la otra informando la existencia de una controversia. Si las partes no pudieran alcanzar un acuerdo dentro del plazo de 30 días, deberán designar de mutuo acuerdo un mediador, quien deberá intentar asistirlas para que lleguen a un acuerdo (aunque no tendrá la facultad de emitir decisiones vinculantes). En el caso de que la mediación no resulte exitosa tras el transcurso de 30 días, cualquiera de las partes podrá presentar la controversia ante los tribunales nacionales en lo civil y comercial con sede en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, renunciando así a cualquier otra jurisdicción que pudiera corresponderles.

Cesión

No se permite ceder derecho u obligación alguna en virtud de los PPAs sin que medie acuerdo escrito entre las partes y en la medida en que dicha cesión sea previamente autorizada por la Secretaría de Gobierno de Energía. Sin embargo, está permitido ceder libremente las cuentas a cobrar de CAMMESA en virtud de los PPAs sin la necesidad de solicitar ningún consentimiento o autorización. CAMMESA se reserva el derecho de transferir proporcionalmente sus derechos y obligaciones bajo los PPAs a grandes usuarios y distribuidores de acuerdo con los reglamentos de implementación aún no emitidos, y sin necesidad de nuestro consentimiento.

Contratos de ingeniería, abastecimiento y construcción

G.E. Packaged Power, Inc., General Electric International, Inc., Sucursal Argentina y G.E. Global Parts & Products GMGH son referidos en adelante de manera conjunta como los "Contratistas EPC GE".

Central Térmica General Rojo

Contratos de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondientes al ciclo simple

El 3 de agosto de 2016, MSU Energy celebró un contrato con General Electric International, Inc. Sucursal Argentina, de ingeniería, abastecimiento y construcción de la Central General Rojo bajo la modalidad llave en mano para la provisión de determinados servicios en Argentina (el "Contrato EPC On-Shore General Rojo Ciclo Simple"). El precio a pagar a General Electric International Inc., Sucursal Argentina en virtud del Contrato EPC On-Shore General Rojo Ciclo Simple fue de US$ 34.139.697 más IVA dentro de los 240 días posteriores a la Fecha de Operación Comercial de la Central General Rojo. Al 31 de diciembre de 2020, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

En la misma fecha, MSU Energy suscribió un contrato con G.E. Packaged Power Inc., para la provisión de equipamiento, incluidas las tres turbinas LM6000-PC Sprint destinadas a la Central General Rojo (el "Contrato EPC Off-Shore General Rojo Ciclo Simple", y junto con el Contrato EPC On-Shore General Rojo Ciclo Simple, los "Contratos EPC General Rojo Ciclo Simple"). El precio a pagar a G.E. Packaged Power Inc. en virtud del Contrato EPC Off-Shore General Rojo Ciclo Simple fue de US$ 93.650.303 en cuotas vinculadas a hitos específicos. Al 31 de diciembre de 2020, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

Contrato de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondiente al ciclo combinado

El 7 de marzo de 2018, MSU Energy y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el "Contrato EPC General Rojo Ciclo Combinado"), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a MSU Energy para la expansión de la Central General Rojo de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, MSU Energy se comprometió a pagar a AESA una suma total de miles de US$ 118.183. Al 31 de diciembre de 2020, el saldo pendiente de pago bajo este contrato ascendía a miles de US$ 31.097 y a miles de EUR 4.671.

Asimismo, con fecha 7 de marzo de 2018 y en virtud del Contrato EPC General Rojo Ciclo Combinado, AESA subcontrató con GE Global Parts and Products GmbH y General Electric International Inc. Sucursal Argentina, la provisión de equipamiento y servicios técnicos relacionados con la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado.

Contrato de mantenimiento de la Central

Por último, el 21 de diciembre de 2016, MSU Energy suscribió un Contract Service Agreement (tal como fuera enmendado con fecha 5 de septiembre de 2017, 8 de marzo de 2018 y 6 de noviembre de 2018, "CSA General Rojo") con GE Packaged Power Inc. y General Electric International, Inc., Sucursal Argentina (conjuntamente los Contratistas EPC GE y MSU Energy, las "Partes") para el mantenimiento de las turbinas instaladas en la central (incluyendo la cuarta turbina de gas recientemente instalada), lo que incluye servicios de mantenimiento menor y mayor durante la vigencia de nuestros PPAs. El trabajo de mantenimiento planificado consiste en inspecciones del borescope y paquete, sección caliente e intercambio rotable de combustor, junto con mantenimiento no planificado. Como parte del contrato, General Electric garantiza una disponibilidad del 97% de las turbinas y, en caso de que no se alcance ese porcentaje garantizado, se aplicará una penalidad equivalente a US$ 30.000 por punto porcentual de disponibilidad garantizada no alcanzado, con un tope de US$ 90.000 por unidad cubierta. General Electric también proporcionará un ingeniero que supervisará en el sitio y de forma exclusiva la operación de la central por espacio de un año (renovable).

Central Térmica Barker

Contratos de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondientes al ciclo simple

El 19 de diciembre de 2016, UGEN S.A. celebró un contrato con General Electric International, Inc. Sucursal Argentina, modificado el 28 de junio de 2017, para la provisión de ciertos servicios de ingeniería, abastecimiento y construcción de la Central Barker bajo la modalidad llave en mano (el "Contrato de EPC On-Shore Barker Ciclo Simple"). El precio a pagar a General Electric International Inc., Sucursal Argentina en virtud del Contrato EPC On-Shore Barker Ciclo Simple fue de US$ 56.031.206,85 más IVA. Al 31 de diciembre de 2020, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

En la misma fecha, UGEN S.A. suscribió un contrato con G.E. Packaged Power Inc., para la provisión de equipamiento, incluidas las tres turbinas LM6000-PC Sprint destinadas a la Central Barker (el "Contrato EPC Off-Shore Barker Ciclo Simple"). El precio a pagar a G.E. Packaged Power Inc. en virtud del Contrato EPC Off-Shore Barker Ciclo Simple es de US$ 72.726.556,38 más IVA. Al 31 de diciembre de 2020, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

Contrato de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondiente al ciclo combinado

El 7 de marzo de 2018, UGEN S.A. y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el "Contrato EPC Barker Ciclo Combinado"), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a UGEN S.A. para la expansión de la Central Barker de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, UGEN S.A. se comprometió a pagar a AESA la suma total de miles de US$ 118.183. Al 31 de diciembre de 2020, el saldo pendiente de pago bajo este contrato ascendía a miles de US$ 30.514 y a miles de EUR 4.580 miles.

Asimismo, con fecha 7 de marzo de 2018 y en virtud del Contrato EPC Barker Ciclo Combinado, AESA subcontrató con GE Global Parts and Products GmbH y General Electric International Inc. Sucursal Argentina, la provisión de equipamiento y servicios técnicos relacionados con la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado.

Contrato de mantenimiento de la Central

Por último, con fecha 21 de diciembre de 2016, UGEN S.A. suscribió un Contract Service Agreement (tal como fuera enmendado con fecha 19 de septiembre de 2017, 8 de mayo de 2018 y 6 de noviembre de 2018, el "CSA Barker") con Packaged Power Inc. y General Electric International, Inc. Sucursal Argentina (conjuntamente los Contratistas EPC GE y MSU Energy, las "Partes") para el mantenimiento de las turbinas instaladas en la central (incluyendo la cuarta turbina recientemente instalada), lo que incluye servicios de mantenimiento menor y mayor durante la vigencia de nuestros PPAs. El trabajo de mantenimiento planificado consiste en inspecciones del borescope y paquete, sección caliente e intercambio rotable de combustor, junto con mantenimiento no planificado con cobertura por año. Como parte del contrato, General Electric garantiza una disponibilidad del 97% de las turbinas y, en caso de que no se alcance ese porcentaje garantizado, se aplicará una penalidad equivalente a US$ 30.000 por punto porcentual de disponibilidad garantizada no alcanzado, con un tope de US$ 90.000 por unidad. General Electric también proporcionará un ingeniero que supervisará en el sitio y de forma exclusiva la operación de la central por espacio de un año (renovable).

Central Térmica Villa María

Contratos de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondientes al ciclo simple

El 18 de febrero de 2017, UENSA S.A. celebró un contrato con General Electric International, Inc. Sucursal

Argentina, de ingeniería, abastecimiento y construcción de la Central Villa María bajo la modalidad llave en mano para la provisión de determinados servicios en Argentina (el "Contrato de EPC On-Shore Villa María Ciclo Simple", y junto con el Contrato EPC On-Shore General Rojo Ciclo Simple y el Contrato EPC On-Shore Barker Ciclo Simple, los "Contratos EPC On-Shore Ciclo Simple"). El precio a pagar a General Electric International Inc., Sucursal Argentina en virtud del Contrato EPC On-Shore Villa María Ciclo Simple fue de US$ 53.999.759 más IVA. Al 31 de diciembre de 2020, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

En la misma fecha, UENSA S.A. suscribió un contrato con G.E. Global Parts & Products GMBH para la compra de equipamiento, incluidas las tres turbinas LM6000-PC Sprint destinadas a la Central Villa María (el "Contrato EPC Off-Shore Villa María Ciclo Simple", y junto con el Contrato EPC On-Shore Villa María Ciclo Simple, los "Contratos EPC Villa María Ciclo Simple", y conjuntamente con el Contrato EPC Off-Shore General Rojo Ciclo Simple y el Contrato EPC Off-Shore Barker Ciclo Simple, los "Contratos EPC Off-Shore Ciclo Simple") El precio a pagar a G.E. Global Parts & Products GMBH en virtud del Contrato EPC Off-Shore Villa María Ciclo Simple fue de US$ 65.059.434 en 3 cuotas. Al 31 de diciembre de 2020, no se adeudan valores por el mencionado contrato

Contrato de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondiente al ciclo combinado

El 7 de marzo de 2018, UENSA S.A. y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el "Contrato EPC Villa María Ciclo Combinado"), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a UENSA S.A. para la expansión de la Central Villa María de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, UENSA S.A. se comprometió a pagar a AESA la suma total de miles de US$ 117.528. Al 31 de diciembre de 2020, el saldo pendiente de pago bajo este contrato ascendía a miles de US$ 30.188 y a miles de EUR 4.585.

Asimismo, con fecha 7 de marzo de 2018 y en virtud del Contrato EPC Villa María Ciclo Combinado, AESA subcontrató con GE Global Parts and Products GmbH y General Electric International Inc. Sucursal Argentina, la provisión de equipamiento y servicios técnicos relacionados con la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado.

Contrato de mantenimiento de la Central

Finalmente, el 18 de febrero de 2017, UENSA S.A. suscribió un Contract Service Agreement (tal como fuera enmendado con fechas 8 de mayo de 2018 y 6 de noviembre de 2018, el "CSA Villa María") con G.E. Global Parts & Products GMBH y General Electric International, Inc. Sucursal Argentina (conjuntamente los Contratistas EPC GE y MSU Energy, las "Partes") para el mantenimiento de las turbinas instaladas en la central (incluyendo la cuarta turbina recientemente instalada), que incluye servicios de mantenimiento menor y mayor durante la vigencia de nuestros PPAs. El trabajo de mantenimiento planificado consiste en inspecciones del borescope y paquete, sección caliente e intercambio rotable de combustor, junto con mantenimiento no planificado con cobertura por año. Como parte del contrato, General Electric garantiza una disponibilidad del 97% de las turbinas y, en caso de que no se alcance ese porcentaje garantizado, se aplicará una penalidad equivalente a US$ 30.000 por punto porcentual de disponibilidad garantizada no alcanzado, con un tope de US$ 90.000 por unidad. General Electric también proporcionará un ingeniero que supervisará en el sitio y de forma exclusiva la operación de la central.

Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación

Historia

En 1990, casi todo el suministro eléctrico de la Argentina pertenecía al Estado (97% del total de la generación y el suministro de energía). El Estado Nacional regulaba la industria a nivel nacional y controlaba a todas las empresas nacionales de electricidad. El Estado Nacional también representaba los intereses del país en cuanto a la generación de instalaciones que se desarrollaban y operaban en conjunto con Uruguay y Paraguay. Además, varias provincias argentinas operaban sus propias empresas de electricidad a nivel provincial, lo que incluía la generación de energía, la transmisión de redes de baja tensión y la distribución dentro de la provincia. La gestión ineficiente y el mal uso de los capitales, que estaban bajo el control del Estado Nacional y provincial, fueron responsables en gran medida por el deterioro de los equipos, la caída de la calidad del servicio y la proliferación de pérdidas financieras que sucedieron durante ese período.

La generación, transformación, distribución y transmisión de energía a nivel federal es regulada por la Ley 15.336 sancionada del 15 de septiembre de 1960 ("Ley Federal de Electricidad"). En particular, la Ley Federal de Electricidad somete la generación de energía eléctrica (sin perjuicio del tipo de fuente) a jurisdicción federal,

cuando:

- se vinculen con la defensa nacional;
- se destinen a servir el comercio de energía eléctrica entre las provincias de Argentina, incluyendo la Capital Federal (lo cual se extiende al conurbano bonaerense incluyendo la ciudad de La Plata y sus suburbios) Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur;
- realizado en lugares sujetos a la legislación exclusiva del Congreso argentino;
- instalaciones hidroeléctricas o de energía proveniente de olas, que necesitan estar conectadas entre ellas o con otras de la misma o diferente fuente de generación, para el uso racional y económico de todas ellas;
- en cualquier punto del país integren el Sistema Argentino de Interconexión; o
- se vinculen con el comercio de energía eléctrica con una nación extranjera.
- centrales de energía nuclear o atómica

En 1991, como parte del plan económico adoptado por el ex presidente Carlos Menem, el Estado Nacional comenzó un programa extensivo de privatización de las industrias más importantes de propiedad del Estado Nacional, lo que incluyó los sectores de distribución, transmisión y generación de electricidad. Varias provincias, aunque no todas, se adhirieron a esta política y también privatizaron las empresas de electricidad pertenecientes al estado provincial. En 1992, el Congreso Argentino aprobó la Ley 24.065, -posteriormente reglamentada por Decreto N° 1.398/92 (junto con la Ley Federal de Electricidad, el "Marco de Regulación de Energía"), que modificó la Ley Federal de Energía. Ese marco legal clave sirvió como base para la reforma y privatización del sector eléctrico y sigue proveyendo un marco legal para su regulación aún hoy. El objetivo de la ley fue modernizar el sector eléctrico promocionando la eficacia, la competencia, un mejor servicio y la inversión privada. Con la ley se reestructuró, reorganizó y privatizó el sector eléctrico. También creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") como regulador y otras autoridades institucionales del sector. Asimismo, se establecieron las reglas para la administración del MEM. También se establecieron los precios al contado, la regulación de tarifas en ciertas áreas y se evaluaron los activos privatizados. Finalmente, casi todas las provincias argentinas siguieron estas pautas regulatorias e institucionales. En última instancia, esta ley separó la generación, transmisión y distribución de energía en subsectores, cada uno sujeto a un segmento específico de regulación.

La Ley N° 24.065 declara la transmisión y distribución de electricidad como servicio público. En este contexto, tanto la transmisión como la distribución de energía están sujetas a ciertas normas que apuntan a asegurar el suministro continuo y regular de electricidad, para satisfacer las necesidades generales e indispensables de la población. El ejercicio de estas actividades está sujeto a concesiones otorgadas por las autoridades nacionales –en el caso de transmisión- o locales –en general, el caso de la distribución -. Aunque las concesiones otorgadas a los distribuidores no imponen parámetros específicos de inversión, estos están obligados a dar respuesta de conexión a clientes nuevos que lo requieran, satisfacer el incremento de la demanda y cumplir los estándares de calidad. La expansión de líneas de transmisión o instalaciones de transmisión requiere de la autorización previa de la transportista (si fuese solicitada por un particular) y del ENRE. La generación de energía, a pesar de estar regulada directa e indirectamente a través de la Ley 24.065 y su reglamentación, no es considerada una actividad monopólica, está sujeta a la competencia entre nuevos competidores en el mercado, y no es categorizada como un servicio público.

Los nuevos proyectos de generación de energía eléctrica no requieren concesiones pero deben estar registrados ante la Secretaria de Energía, excepto en los casos de centrales de energía hidroeléctrica, que requiere una concesión del gobierno a nivel federal y provincial, y una concesión o permiso para utilizar los recursos naturales del río de los respectivos gobiernos provinciales, en la medida que se trate de aprovechamientos hidroeléctricos de potencia normal superior a 500 kV, y centrales nucleares.

Muchos de los estados provinciales han establecido sus propios organismos reguladores política y financieramente independientes a nivel provincial que apuntan a controlar la sub transmisión y distribución de electricidad dentro de sus límites territoriales. La distribución es regulada por cada provincia (excepto en la zona metropolitana de la Provincia de Buenos Aires –CABA y GBA–, en cuyo marco actúan EDENOR y EDESUR, y EDELAP, que distribuye electricidad en la ciudad de La Plata y estuvo recientemente sujeta a un régimen

concesional, pero el contrato de concesión fue transferido en 2011 a la Provincia de Buenos Aires, que actúa ahora como garante y controlador de dicha concesión).

En 2001 y 2002, Argentina sufrió una gran crisis política, económica y social, que terminó en una grave agitación económica y aumentos significativos de desempleo y pobreza (PBI 10,9% en 2002, luego de un 4,4% en 2001, según datos oficiales del INDEC. Entre otras consecuencias, la crisis causó una gran devaluación de la moneda que alcanzó casi un 300% para marzo de 2002, y el Estado Nacional entró en default con la deuda externa. Como respuesta, el Estado Nacional impuso muchas medidas de emergencia que afectaron a las empresas públicas y otros sectores de la economía, lo que incluyó el sector energético. De acuerdo con la Ley de Emergencia Pública (conforme se define más adelante), el Estado Nacional, entre otras medidas:

- Pesificó precios y tarifas de los contratos de obras y servicios públicos al tipo de cambio 1ARS= 1US$;
- Dejó sin efecto todos los mecanismos de ajuste de precios y los mecanismos de indexación por inflación en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público (incluyendo los contratos de concesión de transmisión y distribución de energía eléctrica); y
- Autorizó al Poder Ejecutivo a renegociar todos los contratos de obras públicas y servicios públicos, de conformidad con los criterios establecidos en dicha ley.

A raíz de estas y otras medidas dispuestas por el Gobierno bajo la Ley N° 25.561, se adoptaron diversas normas regulatorias estableciendo mecanismos y prioridades de pago. Entre ellas, las Resoluciones N° 240/2003 (la "Resolución 240") y 406/2003 (la "Resolución 406") dictadas por la ex Secretaría de Energía requerían que los precios fijados en el mercado mayorista de electricidad se calcularan sobre la base del precio del gas natural (también era regulado por el Estado Nacional pesificado), sin importar los combustibles alternativos como el diesel y el petróleo residual utilizados en actividades de generación de energía, incluso si no se disponía de gas. Por su parte, la Resolución 240/2003 y 406/2003 estableció una nueva forma de determinar el precio de contado, que se calcularía considerando que todas las centrales de energía disponibles consumirían gas natural, sin importar si tenían ese suministro de gas o utilizaban combustible alternativo; también se estableció un precio máximo de la energía de contado de 120 ARS/MWh. Este precio fue actualizado, primero, a 240 ARS/MWh a comienzos del año 2016, y luego, el 1 de noviembre del año 2018, a 480 ARS/MWh, y en octubre de 2019, a 720 ARS/MWH, precio que se mantiene vigente a la fecha del presente Prospecto.

Sin perjuicio de ello, es importante destacar que, si bien cada actualización duplicó el precio máximo de la energía vigente con anterioridad, con estos valores no es posible cubrir los costos reales de generación, utilizando gas natural incluso para las centrales más eficientes y a los precios nacionales de gas al momento de su extracción, así como fuel oil o diesel. Ese techo representaba casi un 5% del costo real de generación para centrales ineficientes que consumían diesel importado. Conforme se explica más adelante, los fondos disponibles de las ventas mayoristas a las empresas de distribución no eran suficientes para pagar las acreencias de los agentes generadores y ello terminó por agotar los recursos del Fondo de Estabilización (conforme se define más adelante), destinado a compensar la diferencia de precios entre el Precio Estacional (conforme se define más adelante) y el Precio Spot (conforme se define más adelante) medio de la energía. En este contexto, el Estado Nacional debió (i) subsidiar a los generadores y (ii) establecer un mecanismo de prioridad de pago con los fondos disponibles y consolidación de deuda. En ese contexto, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 406, en virtud de la cual estableció un orden de prioridad de pago, en caso de falta de fondos, y un procedimiento para consolidar las deudas a favor de los acreedores del MEM.

Durante ese período de emergencia, todos los pagos eran efectuados por CAMMESA, incluidos los ajustes derivados de la devaluación de la moneda local como sucedió tanto a finales del año 2013 y principios del año 2014, como a finales del año 2015 y principios del año 2016. Sin embargo, hubo retrasos en los pagos efectuados a los generadores de energía, retrasos que han sido disminuidos a partir del año 2016, tal como lo muestra el gobierno en informes públicos. Si bien esta situación se mantuvo durante los años 2017 y 2018, desde abril de 2019, CAMMESA ha experimentado demoras en sus pagos nuevamente. Durante el 2020, ha habido retrasos en promedio de 38 días en los pagos de CAMMESA, contados a partir de la fecha de vencimiento de la factura correspondiente.

Estas medidas crearon un déficit estructural en la operación del MEM y, combinadas con la devaluación del peso y los altos índices de inflación, tuvieron un efecto grave en el sector eléctrico en Argentina y en todos los subsectores. Así, las empresas de electricidad experimentaron una disminución en los ingresos en términos reales y el deterioro del desempeño operativo y las condiciones financieras, y los consumidores experimentaron un deterioro severo de la calidad del servicio de suministro de energía. La mayoría de las empresas de electricidad también habían incurrido en deudas de grandes montos en moneda extranjera bajo el Régimen de

Convertibilidad, (que fue el nombre del marco legal que ajustó el Peso al Dólar Estadounidense a un tipo de cambio de 1,00 peso por 1,00 dólar).

Después que la Ley de Emergencia Pública derogara el Régimen de Convertibilidad y la consecuente devaluación del peso, la carga de los intereses de la deuda de estas compañías creció abultadamente, lo que llevó a que muchas de estas empresas suspendieran los pagos en moneda extranjera para el año 2002. Esa situación hizo que muchas empresas generadoras, distribuidoras y de transmisión de electricidad de Argentina pospusieran inversiones en los activos de generación, en las redes de transmisión y en las redes de distribución.

Hasta el año 2016, el Estado Nacional evitó implementar aumentos en las tarifas como consecuencia de los aumentos requeridos en el Precio Mayorista de Electricidad. Además, los aumentos de los costos debido a la inflación y a la devaluación de la moneda impactaron en los márgenes de distribución y esto llevó a la falta de pago de electricidad al sistema incluso por parte de grandes empresas de distribución. Los incumplimientos de los pagos contribuyeron más al desequilibrio en el sistema y forzaron transferencias más grandes de fondos del tesoro argentino a CAMMESA.

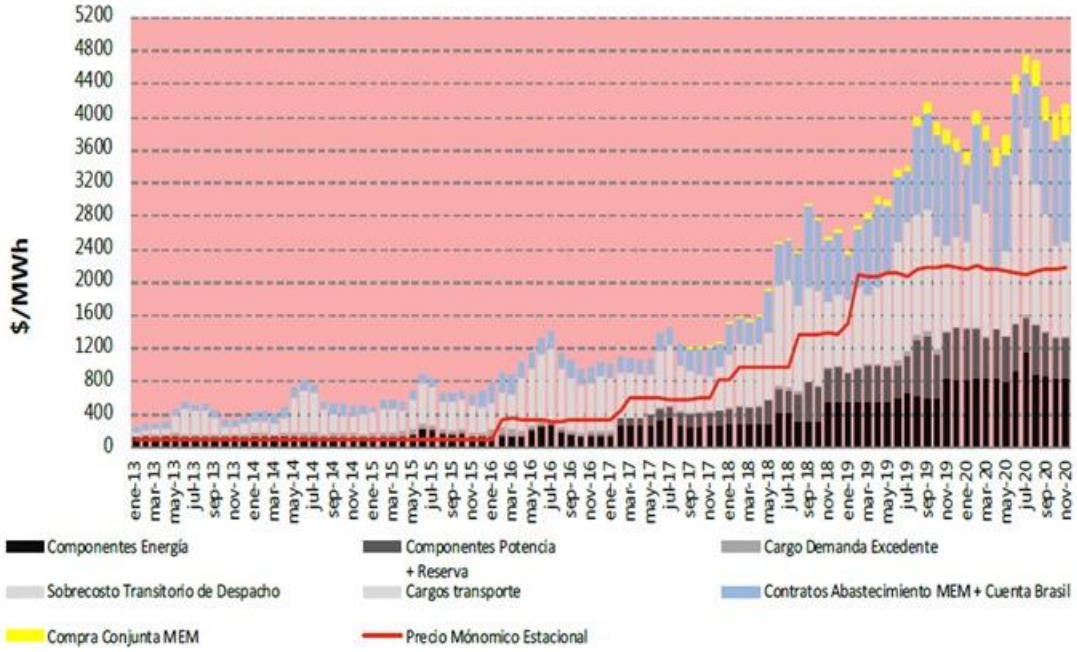
A pesar de que desde el año 2016 el gobierno del ex presidente Macri implementó un programa de actualización y revisión tarifaria de todos los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con el fin de mejorar el equilibrio económico del sistema, a partir del 17 de abril de 2019, se dispuso que las tarifas aplicadas por las compañías de distribución de electricidad no serán incrementadas durante los meses restantes de 2019.

En tal sentido, el 27 de octubre de 2019 se celebraron elecciones presidenciales y legislativas en Argentina en las que resultó electo el Sr. Alberto Fernández como Presidente de la Argentina. La nueva administración asumió el 10 de diciembre de 2019.

En tal contexto, el 23 de diciembre de 2020 se sancionó la Ley 27.541, que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social.

El Artículo 5 de la Ley 27.541, el cual está vigente a la fecha del presente Prospecto, suspendió todo aumento en los precios de las tarifas de transporte y distribución por un plazo inicial de 180 días (plazo luego sucesivamente prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021). Posteriormente, el ENRE resolvió aprobar a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021 un aumento del 9% en la tarifa de energía eléctrica para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente. Por su parte, la Ley 27.541 también le otorgó al Poder Ejecutivo amplias facultades de intervenir el ENRE, cuya intervención ha sido dispuesta por el Decreto 277/2020 que ordena la intervención de dicho ente hasta el 31 de diciembre de 2020 y designa al Lic. Federico José Basualdo Richards como interventor actual, quien fue reemplazado desde el 11 de noviembre del 2020 por la Dra. María Soledad Manin mediante Decreto 963/2020.

A la fecha del presente Prospecto, el sistema aún percibe subsidios por parte del Estado Nacional -especialmente en el pasaje reducido entre los costos reales de los Precios Mayoristas de Energía y las tarifas de consumidores comerciales y residenciales-.

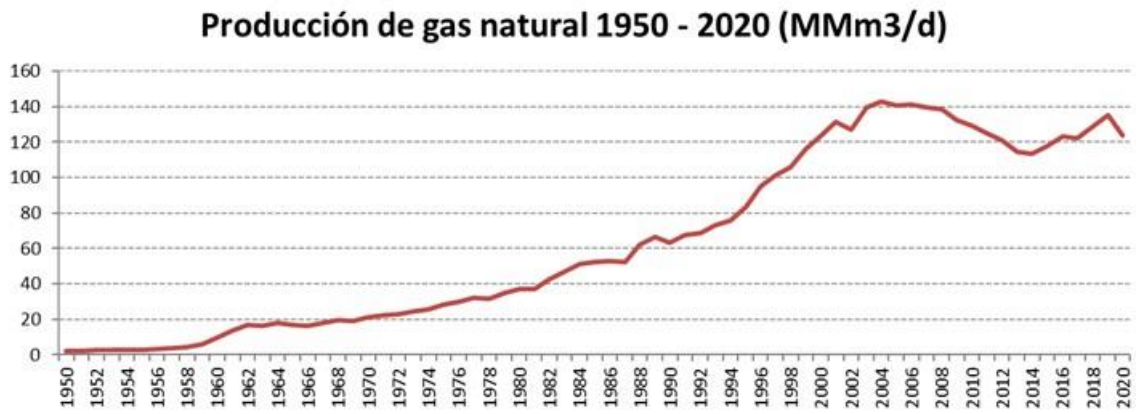


Fuente: Informe mensual Cammesa

Ciertos distribuidores provinciales de Argentina han demorado sus pagos por energía a CAMMESA. A pesar de que esas demoras provienen de algunas empresas provinciales de distribución del estado, o pequeñas empresas de distribución controladas por cooperativas, según el análisis elaborado por G&G Energy Consultants en agosto de 2019, entiende que esas demoras son relativamente pequeñas y no representan una cantidad considerable en el volumen de CAMMESA, probablemente en el rango del 2-3%.

Adicionalmente, luego de la crisis económica del año 2001-2002, los participantes del MEM, en particular los generadores, comenzaron a operar a una capacidad total o casi total para lograr cubrir la demanda creciente de energía. Esto, junto con una reducción severa de la producción de gas natural, la cual comenzó a recuperarse en el año 2013, ocasionó una disminución significativa en el suministro de gas natural para el sector nacional de generación de energía eléctrica.

Producción de gas natural 1970 - 2020 (MMcmd)



Fuente: Ministerio de Energía

En diciembre de 2004, el Estado Nacional lanzó un programa de inversión que permitía a los agentes generadores recuperar el 33% de los montos adeudados como contraprestación por la construcción de dos centrales térmicas de ciclo combinado, con una potencia total de 800 MW (llamados Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica José de San Martín). Estas centrales comenzaron a operar a una capacidad total para principios del año 2010. Los costos de construcción fueron principalmente financiados con ingresos netos

adeudados por el MEM a los generadores eléctricos derivados de las ventas de electricidad en el mercado al contado y limitados con los cambios realizados por el Estado Nacional. También se financiaron con cargos especiales cobrados a los consumidores no residenciales por MWh de electricidad facturada, con transferencias de fondos por parte del Estado Nacional y con cargos especiales de CAMMESA que se aplicaban a los grandes consumidores –mayormente consumidores industriales– que eran depositados en el FONINVEMEM, un fondo de inversión para el sector eléctrico con el cual el tesoro argentino contribuía, igual que los generadores de energía eléctrica, con lo adeudado del MEM.

La construcción de estas nuevas centrales de ciclo combinado reflejó la tendencia del Estado Nacional de tomar un papel proactivo en la promoción de inversiones en energía en la Argentina. En los años siguientes, bajo continuaciones del mismo programa, se implementaron dos centrales de ciclos combinados nuevas y de igual potencia denominadas Central Térmica Vuelta de Obligado y Central Térmica Guillermo Brown. Además, la creación de Energía Argentina Sociedad Anónima ("ENARSA") – denominación que fuera modificada por medio del Decreto N° 882 del año 2017 por la actual Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA") - con el propósito de desarrollar casi toda la actividad en el amplio sector energético, desde la exploración y explotación de hidrocarburos y el transporte de gas natural hasta la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica fue una señal de las inversiones fomentadas y dirigidas por el estado para expandir el suministro en el sistema.

Además de estos fideicomisos y de la constitución de ENARSA, en abril de 2006, el Congreso Argentino dictó la ley 26.095 que autorizaba al Estado Nacional a crear un fondo especial para financiar mejoras de infraestructura en el sector energético a través de la expansión de generación, distribución y transmisión de infraestructura relacionada con el gas natural, el gas propano y la electricidad. El fideicomiso especial obtendría fondos a través de cargos específicos que se pasarían a los consumidores como un desglose en sus facturas de electricidad y transferencias de fondos del Estado Nacional.

En septiembre de 2006, el Estado Nacional adoptó nuevas medidas cuyo objetivo era asegurar que la energía eléctrica disponible en el mercado se usara principalmente para abastecer a los consumidores residenciales y a ciertos usuarios comerciales e industriales de bajo consumo. Además, estas medidas buscaban crear incentivos para motivar la inversión en centrales de generación de energía eléctrica y así satisfacer la necesidad creciente de energía por parte de los agentes generadores para vender energía adicional de acuerdo con el programa Energía Plus.

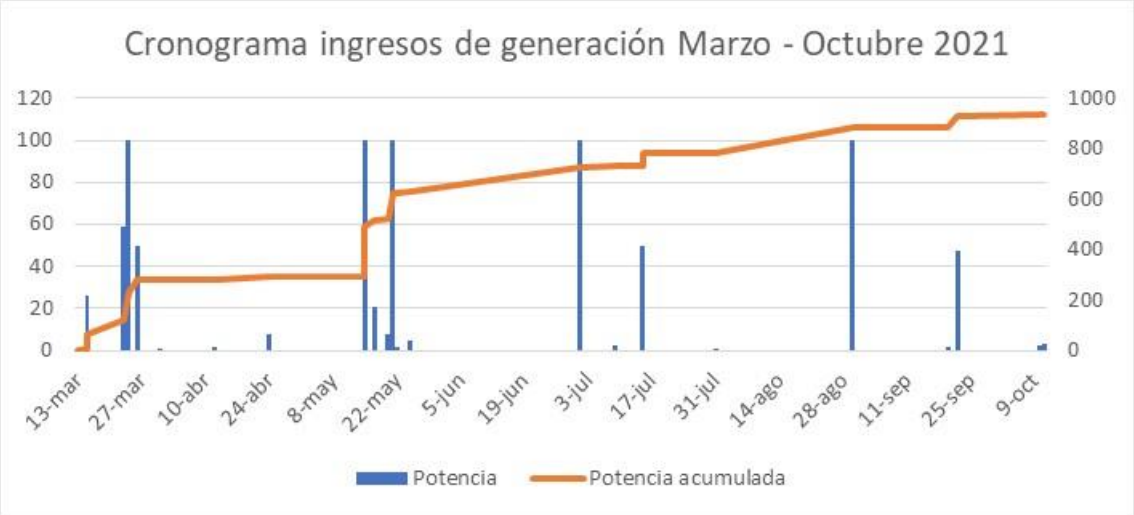
Continuando con la tendencia de alentar la instalación de una nueva capacidad generadora de energía, la entonces Secretaría de Energía, por medio de la Resolución SE N° 220/2007, permitió a CAMMESA celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica (de aquí en adelante, "PPA" por sus siglas en inglés) relacionados con proyectos destinados a instalar generación adicional en la que participaron el Estado Nacional y ENARSA, o los proyectos específicamente determinados por el Ministerio de Planificación Federal. Estos sujetos, a su vez, suscribirían PPAs con generadores, cogeneradores y autogeneradores que, a partir del día de publicación de la Resolución 220/2007, no eran agentes bajo el MEM. Los valores que CAMMESA debía pagar como contraprestación por la capacidad y la energía abastecida al MEM debían ser aprobados por la entonces Secretaría de Energía. Los generadores debían garantizar una disponibilidad predefinida de las unidades de generación bajo pena de aplicárseles las penalidades pertinentes.

Desde el año 2013, se han introducido cambios sustanciales a la estructura y operación del MEM, que se detallarán en las próximas secciones.

El 16 de diciembre de 2015, a través del Decreto N° 134/2015, el Poder Ejecutivo declaró la "Emergencia del Sector Eléctrico Nacional", que se extendió hasta el 31 de diciembre de 2017 y que permitió al Estado Nacional tomar acciones destinadas a asegurar el suministro de energía eléctrica. Para ello, el gobierno instruyó al entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación a que adoptara todas las medidas necesarias respecto de los segmentos de distribución, transmisión y generación, y así poder mejorar la calidad y garantizar el suministro de electricidad.

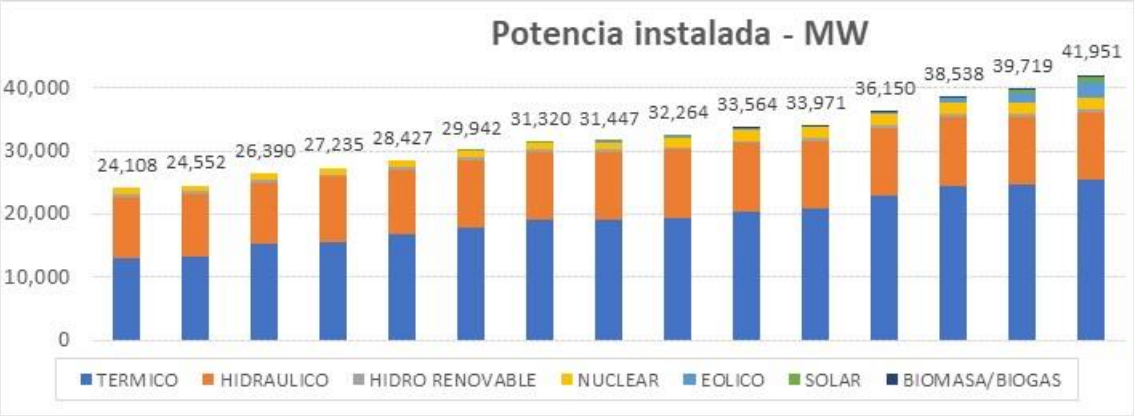
En este marco, el ex Ministerio de Energía y Minería lanzó varias licitaciones con el objeto de contratar nueva generación de energía eléctrica, tanto de fuentes convencionales como renovables. El resultado fue positivo y se recibieron una gran cantidad de ofertas provenientes tanto de actores existentes en el MEM como de nuevos agentes generadores. Como resultado, la entrada en habilitación comercial de los proyectos que resultaron adjudicados en tales licitaciones agregó y continuará agregando miles de MW para la nueva capacidad de generación de energía más eficiente, tal como se expone en los documentos oficiales de CAMMESA.

Ingresos de generación



*Fuente: De acuerdo con la Programación Estacional Provisoria de CAMMESA a Octubre 2021*Potencia térmica ingresante hasta fin de Octubre 2021 273MW, principalmente Res 287 (TER6TV21, EZEITG04, MMARTG08).
Ingresos hasta octubre 2021: 715 MW (Mater 51 MW). Eólico: 320 MW, Solares: 350 MW, Bio Combustibles: 43 MW, Hidráulica: 2 MW
Total potencia hasta octubre de 2021: 989 MW.

El entonces Ministerio de Energía y Minería llevó adelante un proceso de licitación – que fueron continuadas por la Secretaría de Energía - también presentó un aumento en la nueva capacidad de generación de energía, que es necesaria para atender y mejorar la capacidad de generación de energía y las reservas para cubrir los picos de demanda. La cantidad de nueva capacidad incorporada en los últimos años ha almacenado suficientes reservas para las horas pico en el sistema, por los próximos años.



Fuente: base de datos mensual de CAMMESA

La capacidad instalada en Argentina oficialmente informada por CAMMESA al 31 de diciembre de 2020 fue de 41.951 MW, desagregada en 25.365 MW de energía térmica, 11.344 MW de energía hidroeléctrica, 1.755 MW de energía nuclear, 2.623 MW de energía eólica, 759 MW de energía solar, y 105 MW de biomasa.

MARCO NORMATIVO Y LEGAL

Función del gobierno

Durante la década de 1990, el Estado Nacional limitó su participación en el mercado eléctrico a las actividades de supervisión regulatoria y el establecimiento de políticas para el sector. Estas actividades fueron asignadas a organismos que tenían una relación de trabajo estrecha entre ellos y, en ocasiones, se superponían en sus responsabilidades. El Estado Nacional limitó sus tenencias en el sector comercial a la operación de proyectos

nacionales e internacionales de energía hidráulica, y a las centrales de energía nuclear. Varias autoridades provinciales, siguiendo al Estado Nacional, desinvirtieron de las empresas estatales provinciales y crearon entidades regulatorias que supervisaban el cumplimiento de las regulaciones vigentes. En general, siguieron las pautas principales de la política federal.

Sin embargo, dichas políticas fueron abandonadas parcialmente después de la crisis económica del año 2001. Debido a la Ley de Emergencia Pública, el Estado Nacional intervino en el sector de servicios públicos, lo que incluyó las actividades de distribución y transmisión de electricidad. De hecho, las tarifas de las concesiones que habían sido otorgadas años atrás se encontraron sujetas a procesos de renegociación que concluyeron recién a mediados del año 2017. Desde entonces, se modificaron las tarifas de transmisión y distribución de energía eléctricas. La intervención por parte del estado del sector energético sucedió a la crisis de 2001, con efectos que continúan a la fecha.

En relación con el sector de generación eléctrica, el Estado Nacional, a partir del año 2013 en particular, adoptó varias medidas y decisiones que influyeron en la operación comercial de las empresas generadoras de energía eléctrica del MEM, con el fin de cubrir los desfasajes y mejorar los esquemas remuneratorios y la situación económica (tal como la Resolución SE 95/2013 y sus modificaciones o la Resolución SE 529/2016 y Resolución SE 482/2015). A pesar de dichas medidas, la administración pasada implementó medidas durante su mandato que significaron una mejora en el sector energético y eléctrico en general, como por ejemplo la Resolución N° 22/2016 y la Resolución N° 19 E/2017, ambas de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica que inició procesos de competencia para nuevas plantas de energía. En 2018, el gobierno derogó, por medio de la Resolución Nº 70/2018, el Artículo 8 de la Resolución 95/13, permitiendo a las generadoras como resultado procurar su propio combustible para generar energía. Esta resolución fue derogada un año más tarde por la Resolución No. 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo.

Por medio de la Resolución Nº 19/2017 el Estado Nacional aumentó los valores de las compensaciones anteriormente establecidas por la Resolución 95 y su modificatoria, 22/16, requiriendo que esos valores sean denominados en Dólares Estadounidenses. En febrero de 2019, la Resolución Nº 1/2019 derogó la Resolución Nº 19/2017, y a pesar de que los valores continuaron siendo denominados en Dólares Estadounidenses por más de un año, el Estado Nacional implementó un nuevo esquema de precios que contemplaba la reducción en precios de generadores térmicos que no tuvieran un PPA.

De todos modos, la Resolución Nº 31/2020 de la Secretaría de Energía en fecha 26 de febrero de 2020, derogó la anterior resolución Nº 1/2019 y aprobó una nueva remuneración para los generadores, auto generadores y co generadores del MEM, que no dispongan de un PPA estableciendo que dicha remuneración será fijada y abonada en Pesos, y esos valores, al menos formalmente, serán ajustados mensualmente en función de índices de actualización del INDEC. A la fecha, sin embargo, no se ha implementado el anexo de la Resolución N° 31/2020 que prevé el aumento de los precios en función de dichos índices. En tal sentido, 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.

Entidades y jurisdicción

En virtud del artículo 2 del Decreto N° 804/2020 –modificatorio del Decreto Nº 50/2019, la Secretaría de Energía se encuentra bajo la órbita del Ministerio de Economía, manteniendo la responsabilidad de organizar la industria eléctrica y establecer las políticas aplicables a dicho sector. El Secretario debe, entre otras cuestiones, (i) entender en la elaboración y en la ejecución de la política energética nacional; (ii) ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia; (iii) entender en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y en la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas; (iv) ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética; (v) intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias y en la elaboración y ejecución de la política de reembolsos y reintegros a la exportación y aranceles en materia de energía; (vi) entender 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; (vii) entender en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control delos 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; (viii) entender en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía; (ix) ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007 (Ley de Hidrocarburos); (x) participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de energía, donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza la tenencia

accionaria; (xi) entender en el relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía; (xii) supervisar el accionar del ENRE, del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"), de la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica ("UESTEE") y de la Comisión Nacional de Energía Atómica ("CNEA"). A su vez, tiene por objetivos, entre otros, (i) ejercer las facultades previstas en los artículos 35, 36 y 37 de la ley 24.065; (ii) autorizar los ingresos de nuevos actores al MEM; (iii) participar en la gestión de corto y mediano plazo del mercado eléctrico mayorista, la incorporación de nuevos actores, la definición de las modalidades de operación y contratación dentro del ámbito de dicho mercado y asistir en los procedimientos para la autorización de importación y exportación de energía eléctrica; (iv) ejercer los derechos societarios derivados de las acciones del Estado Nacional en CAMMESA; y (v) ejercer la representación en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Por su parte, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, cuyo objeto es –entre otras cosas- la implementación del Pacto Federal, está compuesto por representantes de las 23 provincias argentinas, más la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Este Consejo brinda a la Secretaría de Energía sobre temas relacionados con la coordinación y armonización de estas políticas del sector eléctrico.

El ENRE, creado por la Ley 24.065, es un ente regulatorio autárquico que, entre otras cosas, supervisa el cumplimiento del Marco Regulatorio Eléctrico, regulaciones o criterios de operación, incluida la calidad del servicio y estándares medioambientales y pautas contra el comportamiento monopólico el mercado eléctrico. Asimismo, el ENRE tiene facultades jurisdiccionales para resolver disputas entre los agentes del MEM y entre estos, los usuarios residenciales. Adicionalmente, el ENRE tiene el poder de fijar las tarifas correspondientes a la transmisión y distribución de los concesionarios de transporte y distribución de energía eléctrica.

De acuerdo con la Ley 24.065, el directorio del ENRE debe estar compuesto por cinco miembros, seleccionados mediante un proceso competitivo. La Resolución 205-E/2017 convocó a concurso abierto de antecedentes para cubrir la vacante del puesto de Presidente del ENRE. Por medio del Decreto N° 84 de fecha 29 de enero del año 2018, el Poder Ejecutivo Nacional designó como presidente del ENRE al Ing. Andrés Chambouleyron.

Sin embargo, la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el término inicial de un (1) año.

En tal sentido, a través del Decreto N° 277/2020 del 17 de marzo de 2020 se dispuso intervenir el ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020, y designar al Lic. Federico José Basualdo Richards como interventor. Posteriormente, el Lic. Basualdo Richards renunció al cargo y, por imperio del Decreto N° 963/2020, se designó como Interventora del ENRE a la Dra. María Soledad Manin –a partir del 11 de noviembre del 2020-, quien ejerce dicho cargo al día de la fecha.

Por último, por Decreto N° 1020/2020 del 17 de diciembre de 2020 se prorrogó por un año más la intervención del ENRE, plazo que, en consecuencia, salvo nueva prórroga, finaliza el 31 de diciembre de 2021.

Límites y restricciones

Para preservar la competencia en el mercado eléctrico, los participantes de este sector están sujetos a restricciones verticales y de propiedad cruzada, dependiendo del segmento del mercado en el cual operan. Las restricciones verticales se aplican a las empresas que intentan participar simultáneamente en diferentes segmentos del mercado eléctrico. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley 24.065 y su decreto reglamentario 1398/1992, y se aplican de manera diferente, teniendo en cuenta si la empresa es generadora, transmisora o distribuidora de electricidad.

Generación

Conforme a las disposiciones del artículo 31 de la Ley 24.065 y Decreto 1398/1992, ni las empresas generadoras de energía ni sus empresas controladas o controlantes pueden ser propietarias o tener participación mayoritaria en una empresa transportista o en su controlante.

El artículo 9 del Decreto 1398/1992, por su parte, restringe la posibilidad de que una empresa titular de una concesión de distribución pueda ser propietaria de una unidad de generación. Sin embargo, los accionistas de una empresa generadora de energía se encuentran facultados para poseer unidades de distribución, ya sea por ellos mismos o mediante cualquier otra entidad creada para ser la tenedora o empresa controlante de las unidades de distribución.

Transmisión

Conforme a las disposiciones del artículo 31 de la Ley 24.065 y Decreto 1398/1992, ni las empresas transportistas ni sus empresas controladas o controlantes pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias o empresas controlantes de empresas generadoras.

Conforme a las disposiciones del artículo 30 de la Ley 24.065, las empresas transportistas no pueden comprar o vender energía.

Distribución

Conforme a las disposiciones del artículo 31 de la Ley 24.065 y Decreto 1398/1992, ni las empresas distribuidoras ni sus empresas controladas o controlantes pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias o empresas controlantes de empresas transmisoras o su empresa controlante.

Conforme a las disposiciones del artículo 9 del Decreto 1398/1992, una empresa distribuidora no puede ser propietaria de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de una empresa generadora de energía pueden poseer unidades de distribución, ya sea por ellos mismos o mediante cualquier otra entidad creada para ser la tenedora o empresa controlante de las unidades de generación.

El significado de la palabra "control" no está definido en esta ley ni en el Decreto N.° 1398/92, lo que determina la aplicación analógica del artículo 33 de la Ley de Sociedades Comerciales, que expresa: *"Se considera que existe control cuando la sociedad controlante, directa o indirectamente mediante otra sociedad: 1) posee una participación accionaria mediante algún título que le otorga los votos necesarios para decidir en las asambleas o reuniones de directorio; 2) tiene influencia dominante como consecuencia de la tenencia de acciones o cuotas parte, o debido a la relación especial entre sociedades".*

El marco regulatorio antes mencionado prohíbe el control o la propiedad simultánea de (i) empresas generadoras y transmisoras; y/o (ii) empresas distribuidoras y transmisoras. Conforme el criterio sentado por el ENRE, debe entenderse por empresa controlante de una empresa transportista, a aquella que posea más del 51% de las acciones de dicha empresa y ejerza el control sobre las decisiones de ésta.

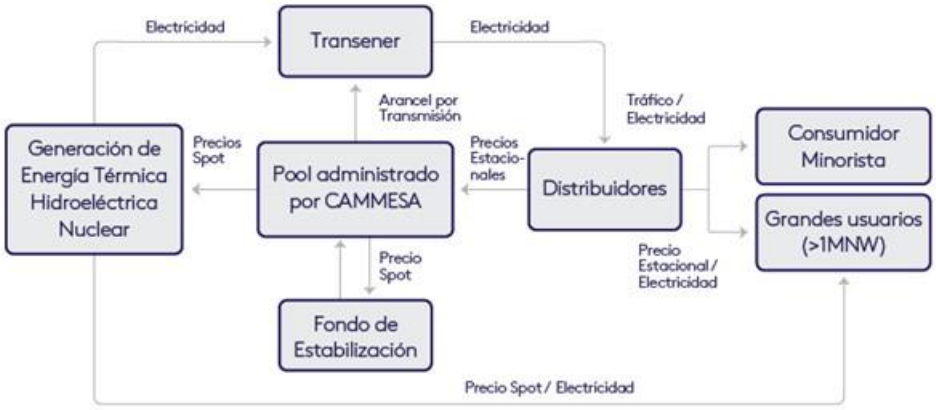
No hay restricciones horizontales impuestas sobre las generadoras de energía y ciertas restricciones son aplicables a empresas que actúan en los segmentos de distribución y transmisión de electricidad.

El Mercado Eléctrico Mayorista

Las transacciones entre los distintos participantes de la industria eléctrica se llevan a cabo en el mercado eléctrico mayorista o MEM, administrado por la Compañía de Administración del Mercado Mayorista de Electricidad S.A. El MEM inicialmente concebido como un mercado competitivo en el cual los generadores, distribuidores y ciertos grandes usuarios de electricidad podían comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y se les permitía celebrar contratos de compra-venta de electricidad a mediano y largo plazo. El MEM consiste en:

- un mercado a término donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales se acuerdan directamente entre vendedores y compradores (luego de la aprobación de la Resolución SE 95/2013, esto se limitó al mercado de Energía Plus ya que todos los contratos de energía a plazo se concentraron en CAMMESA y los nuevos PPA con las unidades generadoras nuevas, con excepción, además, del mercado a término a partir de fuentes renovables);
- un mercado spot donde los precios se establecen por hora como función del costo de producción económica, aunque limitado a precios regulados (a partir del dictado de la Resolución SE 240/03 y sucesivas regulaciones, el precio spot es fijado por la autoridad regulatoria) ("Precio Spot"); y
- un sistema de fondo de estabilización cuyo objetivo era mitigar la volatilidad de los precios spot para la venta ("Fondo de Estabilización"). El Fondo de Estabilización absorbió la diferencia entre las ventas realizadas por las empresas distribuidoras a precios de temporada y los pagos a las generadoras de energía, que surgen de las ventas de energía a precio al contado, conocido como precio estacional ("Precio Estacional").

El siguiente cuadro muestra las relaciones originales entre los distintos actores del MEM:



CAMMESA

La creación del MEM hizo necesaria la creación de una entidad a cargo de su gestión y el despacho de energía al SADI. Estas tareas se asignaron a CAMMESA, por medio del Decreto 1192/1992.

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro, de carácter privado pero de propósito público. Por esa razón, CAMMESA no está sujeta a ciertas normas que se aplican a las entidades gubernamentales, como las normas sobre las obras públicas o las normas contables. Tampoco está sujeta a la legislación aplicable a las empresas en las que el Estado Nacional posee participación.

CAMMESA está a cargo de:

- despacho de energía al SADI, maximizando su seguridad y la calidad del suministro de energía y minimizando los precios mayoristas en el mercado al contado;
- planificar las necesidades de capacidad energética y optimizar el uso de energía según las normas establecidas ocasionalmente por la Secretaría de Gobierno de Energía;
- monitorear la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos celebrados ese mercado;
- actuar en representación de los Agentes MEM (v.gr. por instrucción regulatoria de la ex Secretaría de Energía, se instruyó a CAMMESA a celebrar contratos PPA en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM) y llevar a cabo las tareas que se le asignen relacionadas con la industria, entre ellas la facturación y recaudación de los pagos por las transacciones entre los agentes del MEM;
- comprar y/o vender energía al exterior realizando las transacciones de importación/exportación relevantes;
- en la actualidad, comprar y administrar los combustibles para los agentes generadores que así lo desearan (de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución SE 95/2013 y sus modificatorias, y el artículo 4 de la Resolución SE 529/2014); y
- proveer asesoramiento y otros servicios relacionados.

Cinco grupos de entidades manejan, cada uno, 20% del capital accionario de CAMMESA. Los cinco grupos son el Estado Nacional, la asociación que representa a las empresas generadoras de energía, la asociación que agrupa a las empresas transportistas de energía, la asociación de las empresas distribuidoras de energía y la asociación de grandes usuarios. El Estado Nacional posee acciones clase A, que incluyen el derecho a designar al Presidente del Directorio y sus suplentes. Las decisiones del Directorio no pueden tomarse sin el voto afirmativo del Presidente o su suplente asignado por el accionista clase A. Además, las decisiones en las asambleas no pueden tomarse sin el voto afirmativo de todas las acciones clase A que posee el Estado Nacional.

CAMMESA es administrada por un Directorio formado por representantes de los accionistas. El Directorio de CAMMESA se compone de diez directores titulares y diez suplentes. Cada asociación que representa a las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, y los grandes consumidores de electricidad tienen derecho a designar dos directores titulares y dos suplentes. Los otros directores de CAMMESA son el Secretario de Energía, que es el presidente del directorio, y un miembro independiente, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto afirmativo de su presidente. Los costos operativos de

CAMMESA son financiados mediante aportes obligatorios de los agentes del MEM. Las diferencias entre los precios estacionales y los precios al contado de electricidad que son pagados por los agentes del MEM son cubiertas por el Fondo de Estabilización. Adicionalmente, los déficits que el Fondo de Estabilización pueda tener serán cubiertos por el Estado Nacional , ya sea mediante subsidios o bien mediante préstamos o transferencias del Fondo Unificado creado por la Ley 24.065 para dicho propósito.

En 2012, la imposibilidad de CAMMESA para recaudar los pagos de los agentes del MEM, debido a pagos parciales o retrasos por parte de varios agentes distribuidores de energía (como EDENOR y EDESUR, entre otros), tuvieron como consecuencia retrasos significativos en las obligaciones de pagos de CAMMESA a las generadoras de energía de esos años. Estas decisiones de las empresas distribuidoras de energía generaron un retraso en los pagos de hasta 72 días entre 2013 y principio de 2016. Para febrero de 2016, las recaudaciones se restituyeron y alcanzaron un 98% en abril de 2016 y un 100% sin retrasos en la segunda mitad de 2017. Estos atrasos o la ausencia de ellos no incluyen los pagos de los combustibles realizados por CAMMESA a los proveedores de combustibles, ya que, luego del dictado de la Resolución SE N° 95/2013, los agentes generadores del MEM no se encontraban facultados a proveerse su propio combustible, situación que se vio modificada con el dictado de la Resolución 70/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía en forma transitoria, y dejada sin efecto el 30 de diciembre de 2019 según se indica a continuación.

Históricamente, los déficits financieros de CAMMESA fueron cubiertos por subsidios del Estado Nacional. Debido a presiones políticas en pos de evitar cortes de energía, se espera del mercado que el Estado Nacional continúe proveyendo subsidios a CAMMESA, hecho que ha ocurrido desde 2002. De todas formas, el Estado Nacional no está formalmente obligado a pagar dichos subsidios y no se puede asegurar que el Estado Nacional continúe subsidiando a CAMMESA y/o que esta realice pagos con regularidad.

A través de la Resolución N° 70/18 de la Secretaría de Gobierno de Energía se dejó sin efecto el art. 8 de la Resolución N° 95/13, para readecuar las condiciones de abastecimiento de combustible a las centrales, y en consecuencia faculta a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica, sin alterar los compromisos asumidos por éstos en los contratos de abastecimiento. Sin embargo, esta resolución fue derogada el 30 de diciembre de 2019 por Resolución 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo.

A través de la Resolución N° 1/2019 la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (B.O. 01/03/2019) (la "Resolución N° 1/2019"), implementó nuevos esquemas transitorios de remuneración para la Generación Habilitada Térmica, la Generación Habilitada Hidráulica y diseñó una nueva metodología de remuneración para las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande, que no venden su energía por un acuerdo específico de compra de energía.

Allí también se estableció un nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia y se dispuso que todas estas novedades entraron en vigor a partir del 1 de marzo de 2019 por la Resolución 1/2019.

La Resolución N° 1/2019 fue dictada en ejercicio de las facultades establecidas en la Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía N° 65/2019 y derogó todo el régimen establecido por la Resolución N° 19//2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

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 "Disponibilidad Garantizada Ofrecida" ("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 periodo de remuneración de DIGO. Esta disponibilidad se comprometería considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. Según la Resolución N° 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 de DIGO los siguientes:

(i) período verano: diciembre – enero – febrero;

(ii) período invierno: junio – julio – agosto;

(iii) periodo resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre.

Por otra parte, también se señaló que los GHT pueden declarar el compromiso de DIGO en los períodos que informe CAMMESA. En cuanto al régimen de remuneración de generación térmica, la Resolución 1/2019 dispuso que la misma se componga de un pago por potencia disponible mensual y otro por energía generada y energía operada. La remuneración de la disponibilidad de potencia se subdivide en un precio mínimo asociado a la disponibilidad real de potencia ("DRP") y un precio por potencia garantizada según cumplimiento de una potencia garantizada ofrecida ("PGO"). En el caso de la remuneración de potencia se afecta según el factor de uso del equipamiento de generación. La remuneración por energía se define por la suma de dos componentes: uno en relación a la energía generada y otro vinculado a la energía operada (asociada a la potencia rotante en cada hora).

Para los casos en que los GH opten por realizar la gestión propia del combustible, deberán realizar una declaración del compromiso asumido por la referida gestión. La misma se realiza con el procedimiento vigente para las declaraciones quincenales de costo variable de producción ("CVP"). Asimismo, se estableció que las unidades disponibles que al ser requeridas no posean el combustible comprometido, son consideradas como una disponibilidad parcial de la disponibilidad real y remuneradas en sus componentes variables también de manera parcial. A diferencia de la Resolución 19/17, no se estableció un incremento en la remuneración por el objetivo del cumplimiento de objetivos de eficiencia térmica.

El esquema de precios de los generadores térmicos se redujo a causa de: (i) una reducción en el precio de la capacidad adicional de energía durante el período valle;(ii) un descenso en el precio energía producida y (iii) el rechazo del precio adicional de US$ 2.000/mw-mes, que es dispuesto bajo condiciones especiales en la Resolución Nº 19/17.

TECNOLOGÍA	**PRECIO POR CAPACIDAD MÍNIMA (U$S/MW-MES)**	
	RESOLUCION No. 19/17	***RESOLUCION No. 1/19***
Ciclo Combinado > 150 MW	3,050	3,050
Ciclo Combinado ≤ 150 MW	3,400	3,400
Turbina de Vapor> 150 MW	4,350	4,350
Turbina de Vapor≤ 150 MW	5,700	5,700
Turbina de Gas > 150 MW	3,550	3,550
Turbinas de Gas ≤ 150 MW	4,600	4,600
Motor Diesel	5,700	5,700

TECHNOLOGÍA	**PRECIO DE ENERGÍA PRODUCIDA (U$S/MWh)**							
	RESOLUCION No. 19/17				***RESOLUCION No. 1/19***			
	Gas	Nafta	Biodiesel	Carbón	Gas	Nafta	Biodiesel	Carbon
Ciclo Combinado > 150 MW	**5**	**8**	**11**		**4**	**7**	**10**	
Ciclo Combinado ≤ 150 MW	**5**	**8**	**11**		**4**	**7**	**10**	
Turbina de Vapor> 150 MW	**5**	**8**	**11**	**13**	**4**	**7**	**10**	**12**
Turbina de Vapor≤ 150 MW	**5**	**8**	**11**	**13**	**4**	**7**	**10**	**12**
Turbina de Gas > 150 MW	**5**	**8**	**11**		**4**	**7**	**10**	
Turbinas de Gas ≤ 150 MW	**5**	**8**	**11**		**4**	**7**	**10**	
Motor Diesel	**7**	**10**	**13**		**4**	**7**	**10**	

Adicionalmente, mientras la Resolución Nº 19/17 contempló un pago igual a US$ 2/MWh como remuneración por la energía producida, la presente Resolución Nº 1/19 redujo dicho pago US$ 1.4/MWh.

Además, la Resolución Nº 1/19 introdujo una fórmula de factor de uso ("FU"), diferenciando generadores con un FU por debajo de 30% quienes cobraran su compensación reducida al 30%, generadores con un FU entre 30% y 70% cuya compensación será impactada por la formula (FU * 0.75 + 0.475) y los generadores donde el FU está por encima de 70% sin impacto en la compensación.

La fórmula de factor de uso no solo implica la disponibilidad sino también el despacho, que es solo parcialmente dependiente en la eficiencia, ya que la demanda también ocupa un puesto importante.

La anterior Resolución 1/2019 determinaba que la remuneración de esos agentes se fijaba en dólares estadounidenses y el pago se realizaba en pesos argentinos, utilizando para su conversión el tipo de cambio publicado por el Banco Central de Argentina "Comunicación de tipo de cambio de referencia 'A' 3500 (mayorista)" del día anterior a la fecha de vencimiento de las transacciones económicas.

Por el contrario, los pagos adeudados en virtud de esta Resolución 31/2020 se estipulan en pesos argentinos y se ajustarán mensualmente de acuerdo con una fórmula basada en el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el Índice de Precios Internos al Por Mayor (IPIM), ambos publicados por el INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos).

Sin embargo, la Resolución 1/2019 fue derogada por la Resolución 31/2020 dictada por la Secretaría de Energía el 26 de febrero de 2020. Dicha resolución derogó la anterior Resolución Nº 1/2019 y aprobó una nueva estructura de remuneración para generadores de energía, autogeneradores y cogeneradores del MEM. El nuevo régimen aplica a agentes del MEM que no posean un PPA en vigor y es aplicable a partir del 1 de febrero de 2020.

Siguiendo la estructura establecida por la Resolución 1 y las resoluciones anteriores (es decir, la Resolución SEE 19/17), este nuevo régimen prevé las llamadas "ofertas de disponibilidad garantizada" para instalaciones térmicas; prevé un pago de menor capacidad para aquellos agentes de generación que no declaran una oferta de disponibilidad garantizada; ajusta la remuneración de la capacidad de energía de acuerdo con un concepto de "factor de uso"; y establece un régimen diferente para las instalaciones hidroeléctricas, las instalaciones renovables y las instalaciones hidroeléctricas binacionales.

La nueva estructura de remuneración, a diferencia de la Resolución 1/2019 derogada, establece que los montos adeudados a los agentes MEM identificados anteriormente serán nominados y pagados en pesos argentinos. Los valores establecidos en pesos argentinos para el cálculo de la remuneración correspondiente, que están detallados a continuación, deberán estar sujetos a la fórmula que se encuentra en el anexo VI de la Resolución N° 31/2020, que está destinada a preservar el valor de la moneda en el tiempo. Sin embargo, 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 mencionado.

Las Instalaciones Térmicas tienen derecho a recibir su remuneración según: (i) El pago relacionado a la capacidad de uso por la energía disponible en el mes que consiste en: (a) un precio base (disponibilidad de capacidad en el MEM – precio fijo), y (b) un precio adicional por la energía utilizada; y (ii) un pago en concepto de la energía producida y entregada a la red (precio variable), que resultará de la suma de los siguientes conceptos: (i) energía generada; (ii) energía operada (asociada con la potencia rotativa en cada hora); y (iii) energía generada durante horas de requerimiento térmico máximo.

La remuneración base por la energía puede ser resumida de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	PRECIO BASE (U$S/MW-MES)	PRECIO BASE (AR$/MW-MES)	PRECIO BASE (U$S/MW-MES)
	RESOLUCIÓN 1	***RESOLUCIÓN 31***	
Ciclo Combinado > 150 MW	3,050	100,650	**1027**
Ciclo Combinado ≤ 150 MW	3,400	112,200	**1145**
Turbina de Vapor > 150 MW	4,350	143,500	**1464**
Turbina de Vapor ≤ 150 MW	5,200	171,600	**1751**
Turbina de Gas > 150 MW	3,550	117,150	**1195**
Turbina de Gas ≤ 150 MW	4,600	151,800	**1549**
Motor Diesel	5,200	171,600	**1751**

(1) La remuneración en Dólares estadounidenses de acuerdo con la Resolución 31 que aparece en este documento se incluye solo con fines comparativos o informativos. Los montos conforme a la Resolución 31 provista en Dólares estadounidenses se han calculado considerando el tipo de cambio publicado por el Banco de la Nación Argentina el 12 de abril de 2021 (U $ S 1 = AR $ 98).

Sin embargo, en la Resolución 31 las instalaciones térmicas con una capacidad instalada igual o menor a 42 MW, que acrediten su importancia para el normal suministro del área en la que están localizadas, podrán acceder a un régimen diferenciado:

TECNOLOGÍA	PRECIO BASE (AR$/MW-MES)	PRECIO BASAE (U$S/MW-MES)

	RESOLUCIÓN 31	
Ciclo Combinado ≤ 15 MW	204,000	**2082**
Turbina de Vapor ≤ 15 MW	312,000	**3184**
Turbina de Gas ≤ 15 MW	276,000	**2816**
Motor Diesel ≤ 42 MW	312,000	**3184**

La remuneración por la oferta de energía garantizada del DIGO se describe a continuación:

TECNOLOGÍA	**PERIODO**	**PRECIO BASE (U$S/MW-MES)**
RESOLUCION 1	Verano (diciembre, enero y febrero)	7,000
	Invierno (junio, julio y agosto)	7,000
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	5,500
	PERIODO	**PRECIO BASE (AR$/MW-MES)**
RESOLUCION 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	360,000
	Invierno (junio, julio y agosto)	360,000
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	270,000
	PERIODO	**PRECIO BASE (U$S/MW-MES)**
RESOLUCION 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	**3,673**
	Invierno (junio, julio y agosto)	**3,673**
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	**2,755**

La remuneración por la energía garantizada ofrecida a generadores con ≤ 42 MW (instalaciones diesel) es la siguiente:

TECNOLOGÍA	**PERIODO**	**PRECIO BASE (AR$/MW-MES)**
RESOLUCIÓN 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	420,000
	Invierno (junio, julio y agosto)	420,000
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	330,000
	PERIOD	**PRECIO BASE (U$S/MW-MES)**
RESOLUCIÓN 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	4,286
	Invierno (junio, julio y agosto)	4,286
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	3,367

La remuneración por la energía generada y distribuida es la siguiente:

|TECHNOLOGÍA	**PRECIO DE ENERGÍA GENERADA (U$S/MWh)**				**PRECIO DE ENERGÍA GENERADA (ARS/MWh)**				**PRECIO DE ENERGÍA GENERADA (U$S/MWh)**			
	RESOLUCIÓN 1				***RESOLUCIÓN 31***				***RESOLUCIÓN 31***			
	Gas	Nafta/gasoil	Biodiesel	Carbón	Gas	Nafta/gasoil	Biodiesel	Carbón	Gas	Nafta/gasoil	Biodiesel	Carbón
Ciclo Combinado > 150 MW	**4**	**7**	600		240	420	600		**2,45**	**4,29**	**6,12**	
Ciclo Combinado ≤ 150 MW	**4**	**7**	600		240	420	600		**2,45**	**4,29**	**6,12**	

Turbina de Vapor > 150 MW	**4**	**7**	600	720	240	420	600	720	**2,45**	**4,29**	**6,12**	**7,35**
Turbina de Vapor ≤ 150 MW	**4**	**7**	600	720	240	420	600	720	**2,45**	**4,29**	**6,12**	**7,35**
Turbina de Gas > 150 MW	**4**	**7**	600		240	420	600		**2,45**	**4,29**	**6,12**	
Turbina de Gas ≤ 150 MW	**4**	**7**	600		240	420	600		**2,45**	**4,29**	**6,12**	
Motor Diesel	**4**	**7**	720		240	420	720		**2,45**	**4,29**	**7,35**	

Según lo dispuesto por la Resolución N° 31/2020, los generadores térmicos deberán recibir una remuneración mensual por energía operada, representada por la integración de la potencia por hora en ese período, valuada a 84 MWh por cualquier tipo de combustible utilizado por la unidad de generación. El volumen por hora de la energía operada deberá corresponder al despacho optimo por cumplimiento de energía y reservas asignadas.

Cuando la unidad de generación esté despachando por fuera del despacho optimo por razones operativos no atribuibles a la generación forzada por requerimientos de transporte, control de voltaje o requerimientos de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada, considerándola como el 60% de la capacidad instalada neta, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la capacidad rotativa calculada como la diferencia entre la capacidad instalada neta disponible y la energía generada.

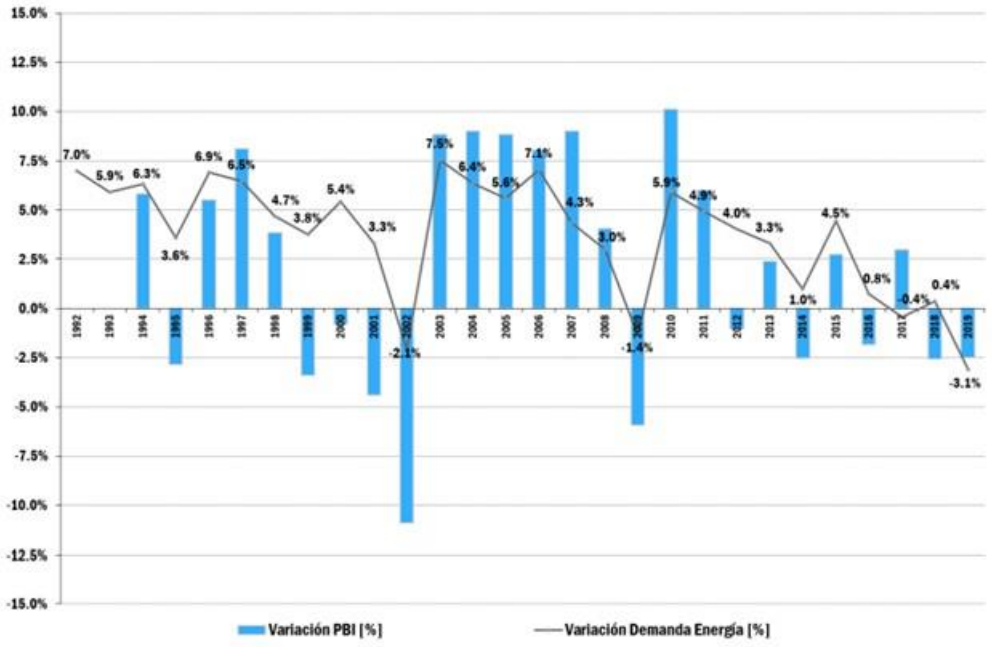
No obstante lo mencionado, mediante nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos, de la Resolución 31/2020.

ESTRUCTURA DE ENERGÍA ARGENTINA

Características estructurales del sector energético

La evolución de la demanda y el consumo de energía en Argentina se relacionan con la evolución del producto bruto interno, lo que implica que, a mayor crecimiento económico, mayor demanda de energía. El crecimiento histórico del consumo de energía primaria en Argentina ha sido de 3,2% de promedio anual durante los últimos 57 años, mientras que el promedio anual del Producto Bruto Interno (“PBI”) ha sido 2,4% en el mismo período. Desde la crisis del año 2002, el crecimiento anual del consumo de energía primaria ha sido de 2,5%, mientras que el crecimiento del PBI promedio fue de 3,9% luego de la corrección de los datos económicos del INDEC en 2016 y el restablecimiento de ciertos datos y cifras emitidos por el Estado Nacional.

PBI y demanda de energía eléctrica en Argentina



Fuente: Informe Anual de CAMMESA 2019

El crecimiento en el consumo de energía primaria durante los años posteriores a la crisis de 2002 fue similar al promedio histórico, ya que no fue impulsado por un gran aumento en el consumo del sector industrial; sin embargo, fue predominantemente más alto por el mayor aumento de los segmentos comerciales y residenciales del mercado, como también se observa en la demanda y el consumo de gas natural, diesel y especialmente electricidad.

La elasticidad del consumo de energía en relación con el PBI durante las últimas dos décadas es menor que en décadas anteriores, entonces las restricciones en la demanda de energía o la necesidad de importar energía, si el suministro local no es suficiente, podría aumentar si el sector industrial se expande en el futuro.

PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2018	2.4%	2.8%	1.17
1959-1969	4.6%	5.7%	1.24
1970-1981	1.6%	3.1%	1.94
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.67
1990-2001	3.4%	3.1%	0.91
2002-2018	3.4%	1.2%	0.35

Fuente Ministerio de Energía y Minería; Ministerio de Economía

Las restricciones en el suministro efectivo de ciertos productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de crecimiento económico y el crecimiento relativamente moderado en la demanda de energía primaria, en términos generales se deben principalmente a los problemas relacionados con la producción nacional y la infraestructura de estos productos y, también, a un crecimiento significativo de la demanda por parte de los segmentos comerciales y residenciales en un contexto de recuperación industrial moderada, pero con pocas centrales nuevas o expansiones de los grandes consumidores industriales.

La dependencia del gas natural –55,8% según lo elaboró G&G Energy Consultants de acuerdo con los datos publicados por el entonces Ministerio de Energía y Minería[1]- fluctúa anualmente con las grandes cantidades de

[1] En http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366

gas natural, gas natural licuado y diesel que se importan para satisfacer la demanda nacional. La demanda de gas natural no puede satisfacerse durante el invierno, entonces hay restricciones en el suministro que se imponen a los consumidores del segmento industrial y a las generadoras de energía en el segmento de generación termoeléctrica. En los últimos años, se han impuesto restricciones al consumo de gas natural debido al suministro insuficiente y se direccionó el gas natural disponible a otros segmentos, como los consumidores comerciales y residenciales que no tienen la capacidad para reemplazar el gas natural con otros combustibles (entre otros, propano, butano y diesel).

Debido a la naturaleza, las características y el costo de las inversiones requeridas, es poco probable que la estructura de consumo de energía de Argentina se aleje de su dependencia de los hidrocarburos en el corto plazo. Sin embargo, con el objetivo de modificar la matriz energética de largo y mediano plazo, el gobierno está introduciendo otras fuentes de suministro eléctrico basadas en energía renovable y está ofreciendo incentivos para reducir la demanda real de gas natural y electricidad de los consumidores comerciales y residenciales.

Para resumir, las siguientes son características clave de la oferta y la demanda de energía primaria en Argentina:

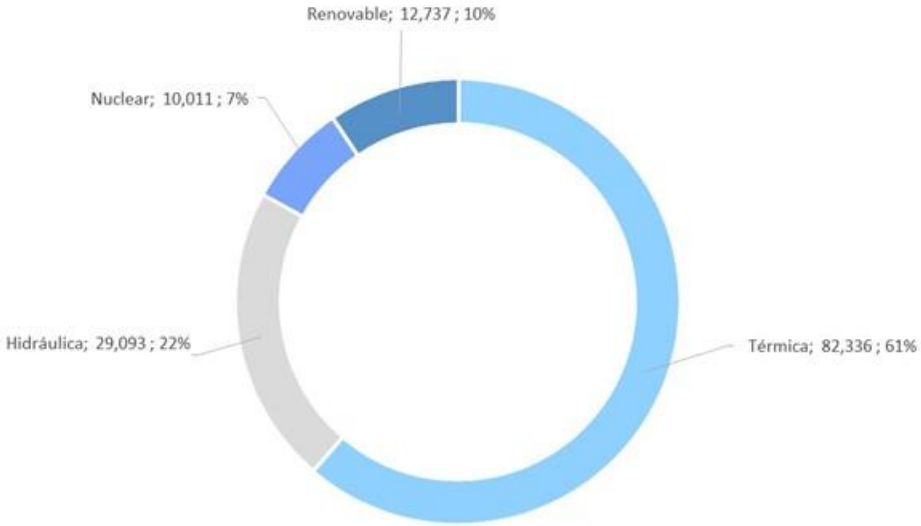
- La estructura de la matriz energética tiende a inclinarse hacia los productos de petróleo y gas natural (86,1%), lo que es característico de países con grandes reservas de hidrocarburos, como los países de Medio Oriente, Rusia, América del Norte, África o Venezuela.
- La alta y sostenida dependencia de los hidrocarburos con una participación mínima de carbón, dado que los combustibles fósiles son potencialmente abundantes en Argentina como fuente de suministro de electricidad.
- El 55,8% del consumo de energía primaria depende del gas natural, sin importar las restricciones significativas impuestas a las generadoras de energía y a algunos grandes consumidores industriales de gas natural.
- La penetración del gas natural en el consumo de energía primaria posiciona a Argentina entre los países con grandes excedentes de producción de gas natural, que Argentina perdió en los últimos años, pero con la posibilidad de recuperar la oferta, ya que existen muchos recursos de gas.
- El estancamiento del suministro energético en los últimos años, dado que las inversiones en los sectores nacionales de gas y petróleo no han sido suficientes para aumentar de manera eficaz la producción, teniendo en cuenta los requerimientos de una demanda aún más creciente.
- Una mejora en la demanda de productos energéticos probablemente debido a los precios bajos de gas natural y electricidad por parte de los consumidores en los segmentos residencial y comercial desde 2012 y hasta 2015, luego del cual el gobierno comenzó a aumentar las tarifas.

La estructura del suministro energético en Argentina

La capacidad instalada en Argentina oficialmente informada por CAMMESA al 31 de diciembre de 2020, fue de 41.951 MW. Esto implica que ha existido un incremento neto de 2.353 MW o 5,93% respecto a 2019 en la disponibilidad nominal. Esta cantidad también representa un aumento significativo en comparación con diciembre de 2015, cuando se reportaron 33.564 MW como capacidad nominal de generación en Argentina, destacando la fuerte mejora en la capacidad nominal luego de las incorporaciones de nuevas unidades adjudicadas por el Estado Nacional.

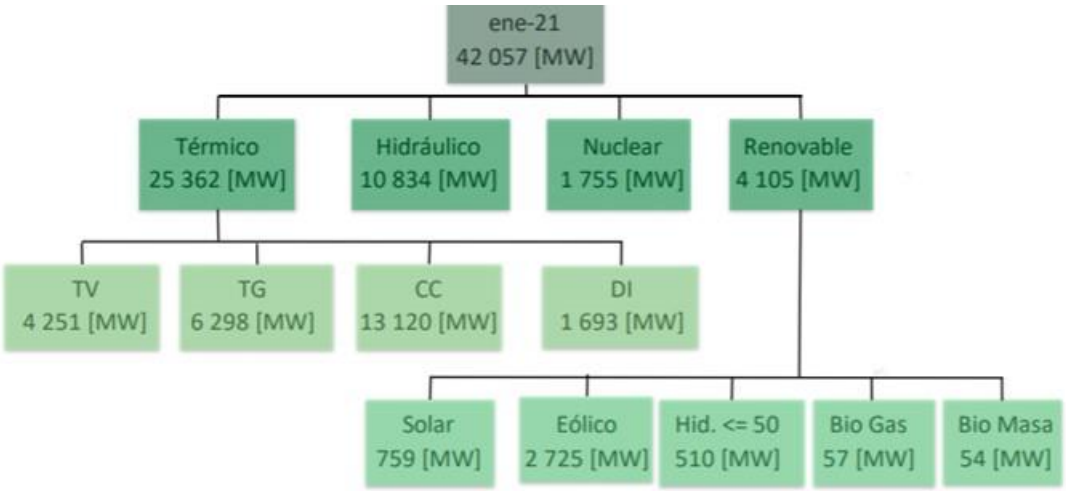
De acuerdo con los datos preliminares publicados por CAMMESA en el informe mensual del 31 de diciembre de 2020, en el año 2020 se registró un aumento de la capacidad nominal adicional de 2.232 MW, y 8.935 MW desde diciembre de 2015. La disponibilidad promedio de las unidades de generación de energía en 2018 se mantuvo en el orden del 80,8% según estimaciones de CAMMESA, equivalente a 31.139 MW debido a varios factores, entre ellos la correcta provisión de combustible, dificultades en adquirir eficiencia normal, y la indisponibilidad de unidades en mantenimiento. La disponibilidad de unidades térmicas para el año móvil 2020 alcanzó 82%. Aún no se encuentran publicados los datos finales relacionados con el año 2020.

Balance bruto de generación de energía 2020 (en GWH)



Fuente: base de datos mensual de CAMMESA

Capacidad Nominal de Generación en Argentina. Enero 2021 (MW)



Fuente: base de datos mensual de CAMMESA

Adicionalmente, la oferta de generación de energía dependió durante varios años hasta 2018 del consumo de combustibles líquidos, como diesel o petróleo residual que disminuye la disponibilidad de capacidad nominal durante el invierno, cuando la demanda residencial y comercial de gas natural es alta. Además, hay ciertas restricciones a la transmisión de energía en ciertas áreas con una alta demanda de electricidad. Hasta agosto de 2019, G&G Energy Consultants estimó que aproximadamente 3.000 MW de nueva capacidad de generación de energía – más que nada unidades de energía renovable – estarían en proceso de completar su construcción, obtener los permisos correspondientes y comenzar su operación efectiva dentro de los dos próximos años.

Históricamente, los gobiernos argentinos (incluso gobiernos con distintas orientaciones económicas y políticas) han favorecido la utilización de unidades de generación termoeléctrica, ya que requieren menos inversiones de capital y períodos más cortos de implementación. La creciente dependencia de los hidrocarburos para estas centrales de energía nuevas no fue considerada una desventaja, porque los combustibles requeridos siempre se han producido en exceso en Argentina y la producción siempre ha sido predecible y creciente. Sin

embargo, el uso constante de generación termoeléctrica aumentó la demanda de combustibles fósiles, particularmente de gas natural, y esto llevó a la falta de este tipo de energía por la caída de la producción local, debido a los precios bajos que desalentaron las inversiones en el desarrollo de gas y la imposición de ciertas restricciones a la oferta de las generadoras térmicas.

Durante la década de 1990, los inversores privados concentraron sus inversiones en la generación Durante termoeléctrica, casi sin excepción. La crisis económica de 2002 aceleró aún más la tendencia a invertir en centrales termoeléctricas, dado el bajo costo relativo de la puesta en marcha. Después de la crisis de 2002, las inversiones en el sector energético continuaron principalmente con la intervención del estado, expandiendo la capacidad instalada en generación termoeléctrica, pero sin satisfacer la demanda creciente de electricidad en ciertos días del año. Las limitaciones financieras del Estado Nacional en las últimas décadas, la gran cantidad de inversiones requeridas y el largo plazo para desarrollar otra fuente de proyectos de electricidad impactaron de manera negativa en las inversiones de los gobiernos en centrales de energía nuclear e hidroeléctrica. Además, la crisis fiscal recurrente del pasado ha obligado al Estado Nacional a retrasar o cancelar proyectos importantes que hubieran aumentado y diversificado la capacidad generadora del país. Sin embargo, en 2004, el Estado Nacional reanudó la construcción de las centrales hidroeléctricas Yacyretá y la central nuclear Atucha II Néstor Kirchner (llamada así por el ex presidente argentino), que habían sido suspendidas a fines de la década de 1980 y pospuestas en los años 1990. La planta nuclear Embalse estuvo en mantenimiento de largo plazo y volvió a operar a principios de 2019, con una producción de 650 MW netos en el mercado.

El crecimiento durante los últimos 26 años de la capacidad nominal ha sido dominado por la generación termoeléctrica. El suministro hidroeléctrico real creció 80% proveniente de una base baja desde 1992, debido al uso gradual de tres centrales hidroeléctricas, Yacyretá, de gran magnitud, Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú, mientras que el suministro termoeléctrico creció 275% durante el mismo período.

Capacidad nominal de generación

La capacidad nominal de generación en Argentina es dominada por la generación termoeléctrica. Sin embargo, una cantidad considerable de unidades de energía hidroeléctrica ha limitado su disponibilidad, especialmente durante el período de invierno en el cual, debido a las limitaciones en el suministro de combustible, se reduce la disponibilidad efectiva de energía.

Durante el invierno de 2015, la disponibilidad local de potencia el día de mayor demanda alcanzó 23.529 MW. Solo 20 MW fueron importados durante el pico de demanda de invierno de 2015, en el que las temperaturas fueron moderadas en todo el país. En el verano de 2016, según CAMMESA, la potencia pico de consumo alcanzó los 25.380 MW el 12 de febrero de 2016. La disponibilidad local de potencia fue 23.496 MW, con bajos niveles de reserva rotante, por lo que CAMMESA tuvo que importar 1.884 MW de potencia adicional. El verano de 2017 mostró una expansión modesta en el suministro de la capacidad pico a 25.628 MW y, en el apacible invierno de 2017, no se experimentó ningún nuevo récord en la capacidad energética pico. Durante el verano de 2018 se dio el otro pico de energía que fue de 26,320 MW. El 25 de enero de 2021 se registró el máximo histórico de demanda de energía ,de 26.398 MW.

Las incorporaciones de nueva capacidad en 2017 mejoraron la disponibilidad en el verano de 2018, cuando se registró el récord de potencia alcanzando 26.320 MW, el 8 de febrero de 2018. La demanda fue cubierta completamente con potencia local, y con un despacho relativamente bajo de 912 MW provenientes de plantas nucleares. Los 17.023 MW provenientes de unidades de generación térmica fueron claves para satisfacer el nuevo récord de demanda, con la contribución de 8.335 MW de capacidad hidroeléctrica y 50 MW de plantas de energía renovable. Las reservas rotativas fueron suficientes en 1.895 MW, e igualmente había 803 MW disponibles además de las potenciales importaciones de 1.500/2.000 MW.

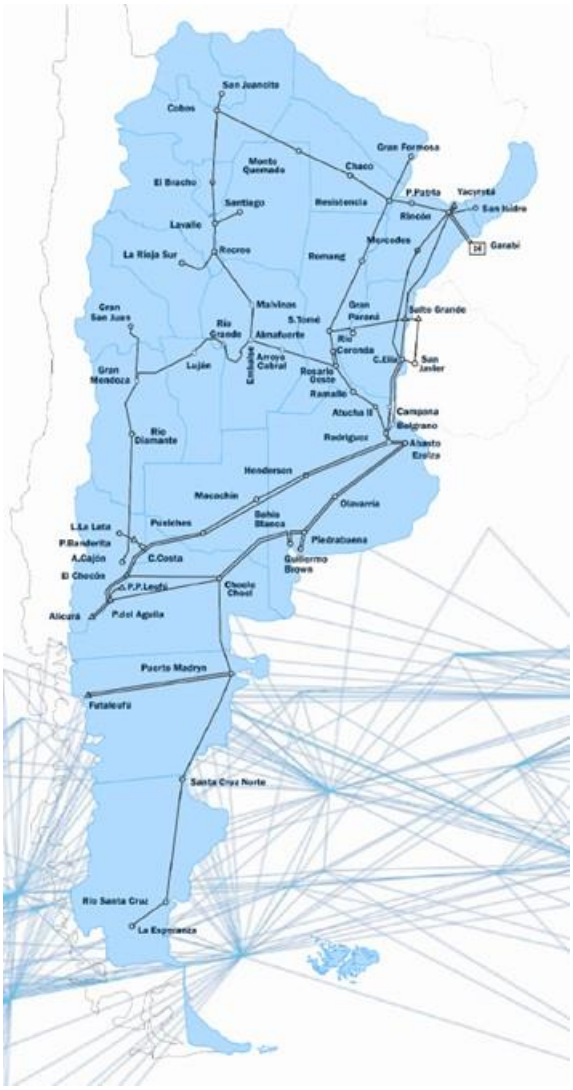
Hay tres principales centros de oferta de energía en Argentina:

- Buenos Aires – GBA – Litoral;
- Comahue; y
- Noreste de Argentina.

La oferta y la demanda de energía eléctrica estaban vinculadas en el pasado por un sistema radial de transmisión de energía a Buenos Aires, pero dicho sistema presentaba un riesgo de inestabilidad en varias regiones donde la demanda creció considerablemente durante la expansión de los años 2003 a 2010, pero tenía una generación local insuficiente (por ejemplo, la región de Cuyo, el noroeste argentino, la región central

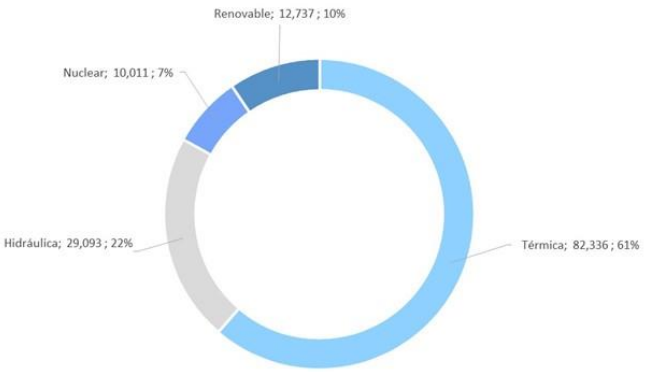
y, especialmente, el Gran Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires). Por este motivo, el Estado Nacional mejoró el sistema y construyó varias líneas de transmisión de energía de alta tensión cerrando un anillo y transformando el sistema de transmisión radial en un sistema periférico. El Estado Nacional realizó grandes inversiones de capital en una ampliación sustancial del 30% de transmisión de energía de alta tensión de 500 kV que tendrá efectos positivos a largo plazo en las siguientes regiones:

- Noreste y Noroeste de Argentina;
- Comahue-Cuyo; y
- Sur de la Patagonia.



Oferta bruta de generación eléctrica 2020 (GWH)

El siguiente gráfico muestra la oferta bruta de generación de electricidad por tipo de fuente en 2020:



Durante 2020, y de acuerdo con los reportes mensuales de CAMMESA, la generación bruta de energía totalizó los 134.177 Gwh/año. La generación térmica llegó a 82.336 GWh/año, o 61%; la generación hidráulica a 29.093 GWh/año, o 22%, la generación nuclear a 10.011 GWh/año, o 7%, y la generación por energías renovables a 12.737 GWh/año, o 9%. Aún no se encuentran disponibles los datos finales del año 2020.

Estructura de la demanda de electricidad en Argentina

La demanda de electricidad depende en gran medida de las condiciones económicas y políticas que prevalecen en distintos momentos en Argentina, como también de los factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía según el desempeño de la economía argentina, ya que las empresas y los individuos generalmente consumen más energía y están en mejores condiciones de pagar sus cuentas durante los períodos de estabilidad o crecimiento económico. Como resultado, la demanda de energía se ve afectada por las acciones gubernamentales argentinas relacionadas con la economía, incluidos el nivel de inflación, las tasas de interés, los controles de precios, los controles de divisas, los impuestos y las tarifas energéticas. El cuadro siguiente proporciona una evolución de la demanda de capacidad de potencia máxima, así como de la demanda de electricidad en el transcurso de los meses.

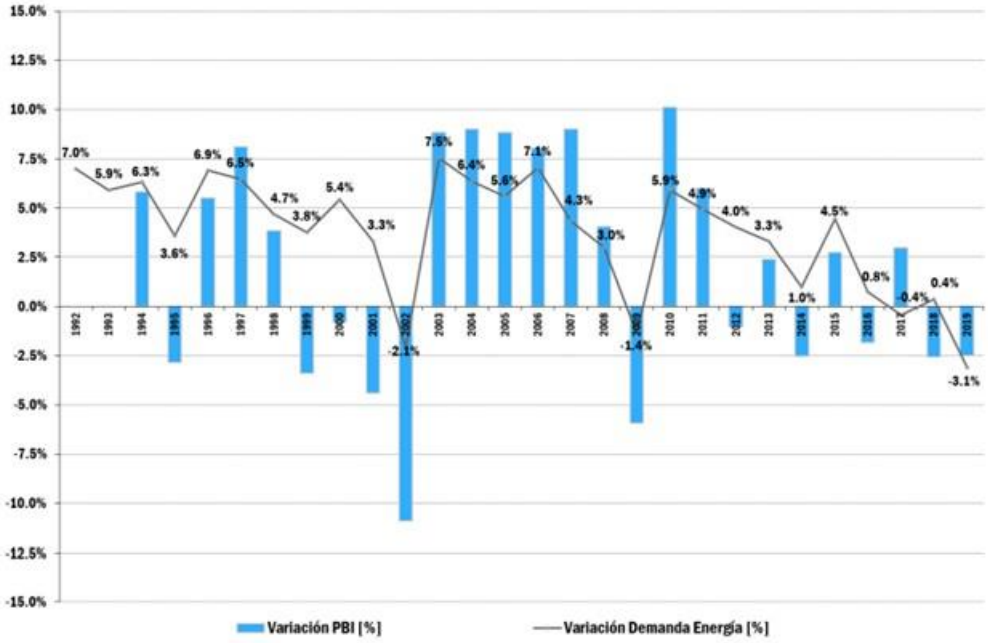
Demanda máxima de potencia (estimación sin cortes)

Fuente: elaborado por G&G Energy Consultants a partir de base de datos mensual de CAMMESA: http://portalweb.cammesa.com/memnet1

La correlación entre la evolución del PBI y la demanda de electricidad muestra una correlación significativa y se puede llegar a la conclusión de que incluso frente a una fuerte reducción del PBI o un alza en las tarifas de

electricidad, la demanda de energía experimenta una leve reducción. También se debe tener en cuenta que, en un entorno de crecimiento económico positivo, la demanda de electricidad crece a tasas positivas a veces más altas que las tasas del PBI.

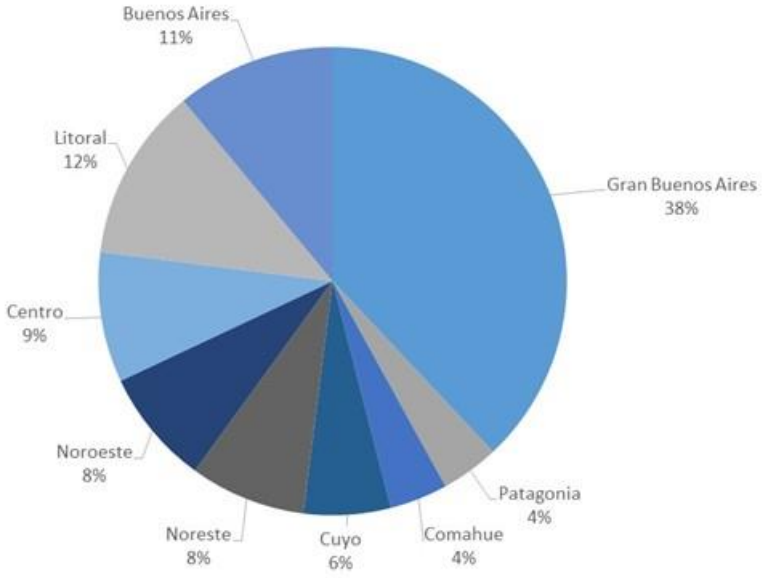
PBI y Demanda eléctrica en Argentina



CAMMESA divide a Argentina en diferentes regiones consumidoras con características similares desde el punto de vista de la demanda, características socioeconómicas y la integración de los subsistemas de energía. Dichas regiones son la Ciudad de Buenos Aires y la zona suburbana conocida como Gran Buenos Aires, la Provincia de Buenos Aires, Santa Fe y el Noroeste de Buenos Aires, Centro, Noroeste, Cuyo, Noreste, Comahue y Patagonia.

La demanda se concentra significativamente en el área de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires,. Mientras que las tasas de crecimiento en otras áreas como Noreste, Comahue, y Patagonia han sido más altas que en el resto de las regiones, los cambios a la concentración de la demanda no son sustanciales, y es poco probable que se modifiquen.

Demanda de electricidad por región 2020



Fuente: informes mensuales de CAMMESA

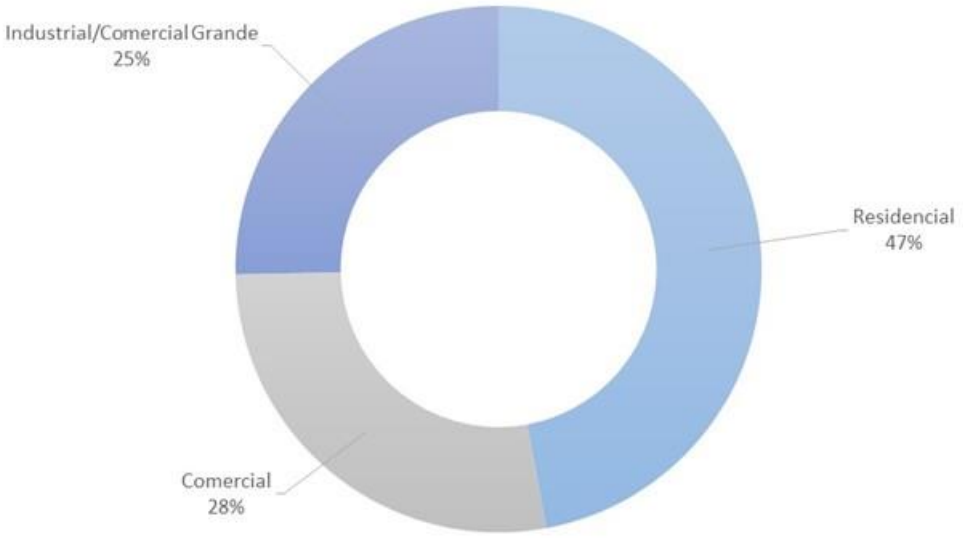
Demanda de energía por región – 2020

Region	GWh/año	Participacion	Variacion 2020/2019	Variacion %
Ciudad de Buenos Aires y Suburbios	48.386	38%	-167	-0,3%
Pcia. de Buenos Aires	14.474	11%	-455	-3,0%
Litoral	15.345	12%	-293	-1,9%
Centro	11.086	9%	-153	-1,4%
Noroeste	10.433	8%	217	2,1%
Cuyo	7.948	6%	-102	-1,3%
Noreste	9.605	8%	311	3,3%
Comahue	4.816	4%	-132	-2,7%
Patagonia	5.213	4%	-865	-14,2%
TOTAL	127.306	100%	-1.640	-1,3%

Estacionalidad

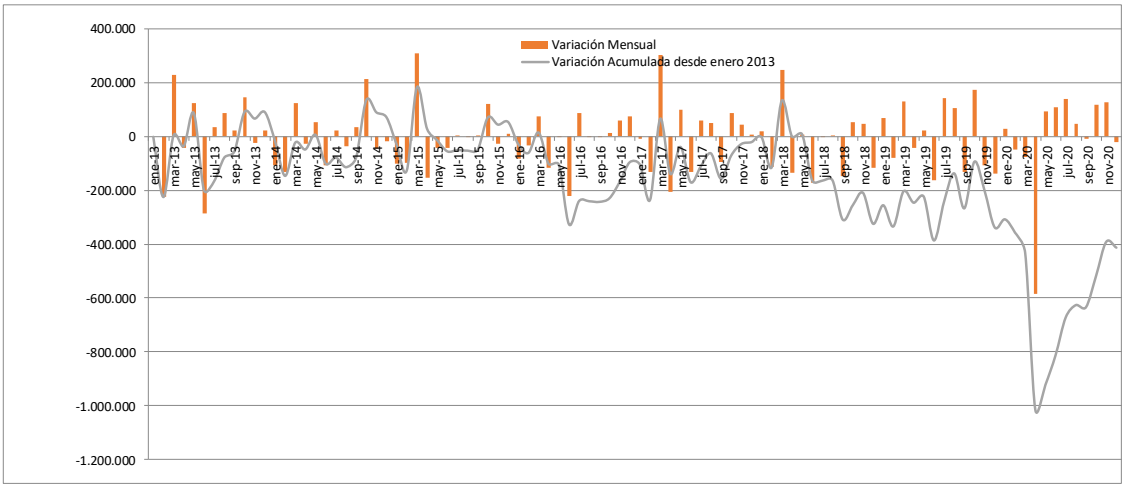
La estacionalidad también tiene un impacto significativo en la demanda de electricidad, con un consumo máximo de electricidad en los meses de verano e invierno. El impacto de los cambios estacionales en la demanda se registra principalmente entre los clientes residenciales y comerciales, mientras que los consumidores industriales y los grandes usuarios comerciales muestran una demanda estable a lo largo del año. Los cambios estacionales en la demanda son atribuibles al impacto de factores climatológicos, que incluyen la temperatura y la cantidad de luz natural, y el uso de luces, sistemas de calefacción y acondicionadores de aire.

Demanda de energía eléctrica 2020 por tipo de consumidor (en GWH)



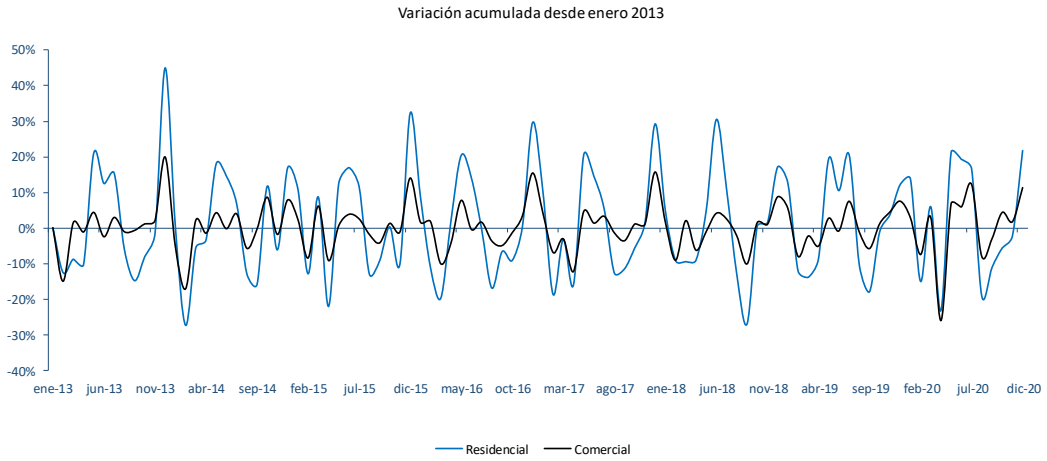
Fuente: informes mensuales de CAMMESA

Demanda de electricidad del segmento industrial



Fuente: CAMMESA

Demanda de electricidad segmento Residencial y Comercial

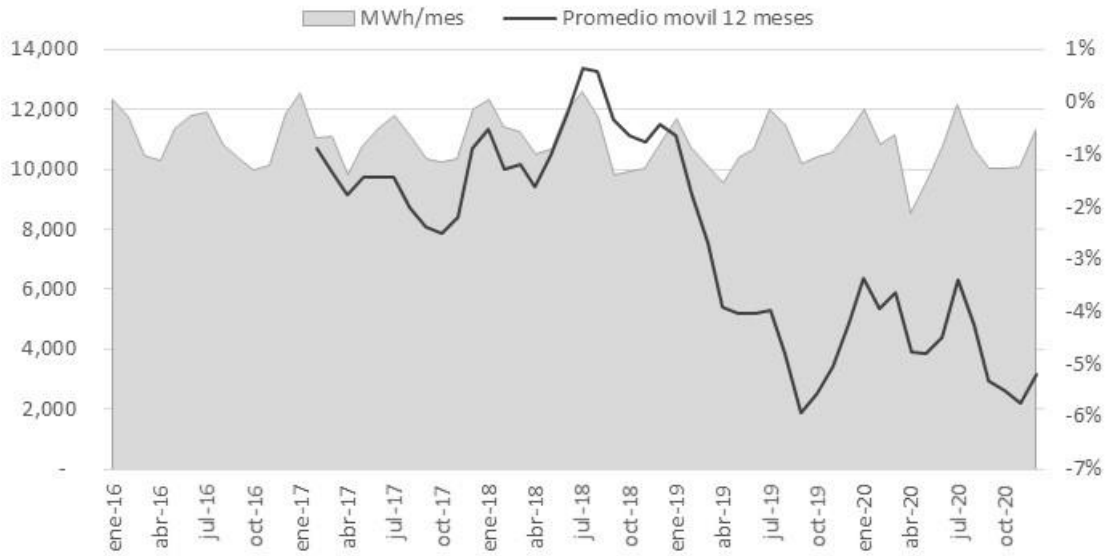


Fuente: CAMMESA

El impacto de la estacionalidad en la demanda industrial de electricidad es menos pronunciado que en los sectores residenciales y comerciales por varias razones. En primer lugar, los diferentes tipos de actividad industrial tienen diferentes picos estacionales, de modo que el efecto de los factores climáticos sobre ellos es modesto. En segundo lugar, los niveles de actividad industrial tienden a ser significativamente más afectados por la economía, con diferentes niveles de intensidad dependiendo del sector industrial.

La demanda de energía por mes registró un crecimiento en los años de fuerte expansión económica como 2005, 2006 y 2007, reflejando un fuerte aumento en la actividad industrial y el consumo masivo en general en la economía. Dicha demanda disminuyó debido a las restricciones al consumo de energía industrial en el invierno de 2007 y la crisis internacional a fines de 2008 y principios de 2009. Sin embargo, dicha disminución en el consumo se revirtió a mediados de 2011 debido a un renovado crecimiento de la demanda como lo demuestra la media móvil de 12 meses. El estancamiento económico desde 2011 ha visto años de expansión en la economía, así como demanda de electricidad, alternando con años de baja demanda porque el PBI disminuyó, como en 2014, 2016, 2018,2019 y 2020. Dicha tendencia se acrecentó en el año 2020, principalmente debido a la pandemia del COVID-19.

Demanda bruta de electricidad



Fuente: CAMMESA

Un análisis anual directo, que responde más rápidamente a los cambios que el promedio móvil anterior de 12 meses, muestra tasas de crecimiento en la demanda de energía de 5% a 10% durante 2010 y principios de 2011, con una desaceleración abrupta (incluyendo valores negativos) en 2012 y, después del invierno de 2012, un aumento del 8% en 2013.

Para diciembre de 2013 y enero de 2014, hubo un crecimiento exponencial en la demanda de consumidores residenciales y comerciales debido a una ola de calor que afectó la región central de Argentina durante esos períodos. En diciembre de 2014, la tendencia de crecimiento de la demanda se revirtió con una fuerte caída en la demanda con el retorno de las temperaturas normales. Los aumentos en las tarifas para los consumidores residenciales y comerciales comenzaron a principios de 2016 e influyeron en la disminución de la demanda, pero es probable que el verano moderado de 2016/2017 y el invierno leve de 2017 hayan tenido una influencia más significativa en la evolución de la demanda. La demanda en 2018 mostró un aumento concentrado en los meses de invierno, seguido por disminuciones posteriores desde septiembre a diciembre.

La demanda de electricidad depende en gran medida de las condiciones macroeconómicas vigentes en la Argentina así como de factores estacionales. Por lo general, la demanda de electricidad varía según el rendimiento de la economía argentina, dado que las empresas y los hogares suelen consumir mayor cantidad de energía y tienen mayor capacidad de pago durante los períodos de estabilidad o crecimiento de la economía. Por lo tanto, la demanda de energía se ve afectada por las medidas que tome el gobierno argentino en materia económica, incluidas las medidas relacionadas con el tipo de cambio, la inflación, las tasas de interés, los controles de precios, los impuestos y las tarifas de energía.

Desde la crisis económica de 2001-2002 en adelante, la demanda de electricidad en Argentina creció año a año de manera sostenida, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas. Durante 2015, la demanda de energía eléctrica registró un aumento del 4,5% en comparación con 2014, de 126.421 GWh a 132.100 GWh. Durante 2016 la demanda de energía eléctrica registró un aumento del 0,8% en comparación con 2015, de 132.100 GWh a 133.110 GWh. Durante el 2017 disminuyó un 0,4%, de 133.110 GWh a 132.530 GWh. Durante 2018, la demanda de energía eléctrica registró un aumento del 0,4% en comparación con 2017, de 132.530 GWh a 133.010 GWh. Durante 2019, la demanda de energía eléctrica registró una disminución del 3,1% en comparación con 2018, de 133.010 GWh a 128.946 GWh. Durante 2020, la demanda de energía eléctrica registró una disminución del 1,3% en comparación con 2019, de 128.946 GWh a 127.306 GWh.

Además del crecimiento de la demanda de energía, que ejerce presión sobre el suministro de combustibles a las centrales térmicas, la demanda de capacidad máxima de potencia (denominado “pico”) en un momento determinado de la noche en invierno, o el pico de la tarde en los veranos, también requiere centrales de generación de energía disponibles para satisfacer esa demanda máxima de energía en horario nocturno durante

el invierno y en la tarde durante el verano.

Para minimizar los riesgos de interrupciones repentinas en el segmento residencial y comercial en 2013, se programaron interrupciones de suministro durante diciembre de 2013 y enero de 2014, así como durante el invierno de 2010 y 2011. Estas interrupciones no llegaron a los niveles extraordinarios alcanzados en el invierno de 2007, que no se requirieron en 2012. Durante el verano y el invierno de 2015, no fue necesario aplicar restricciones en la demanda a consumidores industriales y residenciales, aunque hubo algunas interrupciones forzadas debido a problemas considerables en la distribución de energía. Sin embargo, durante febrero de 2016, CAMMESA y el entonces Ministerio de Energía y Minería aplicaron ciertas restricciones al consumo de aproximadamente 1.000 MW debido a las temperaturas registradas en febrero de 2016 que superaron el promedio.

Durante enero y febrero de 2016 hubo altos picos sucesivos de consumo de energía, como también en febrero de 2017; no hubo registros en los períodos de invierno de ambos años. Se alcanzó un pico de consumo de 25.628 MW el 24 de febrero de 2017 sin restricciones significativas impuestas a la demanda por parte de las distribuidoras de Buenos Aires, Gran Buenos Aires y La Plata.

Registros de consumo de energía

Registros de consumo de energía		
Capacidad pico de potencia (MW)		
Sábado	23/1/2021	22.611
Domingo	27/12/2015	21.973
Día laboral	25/1/2021	26.450
Energía (GWh)		
Sábado	30/12/2017	478,4
Domingo	24/1/2021	457,8
Día laboral	29/1/2019	544,4

Fuente: CAMMESA

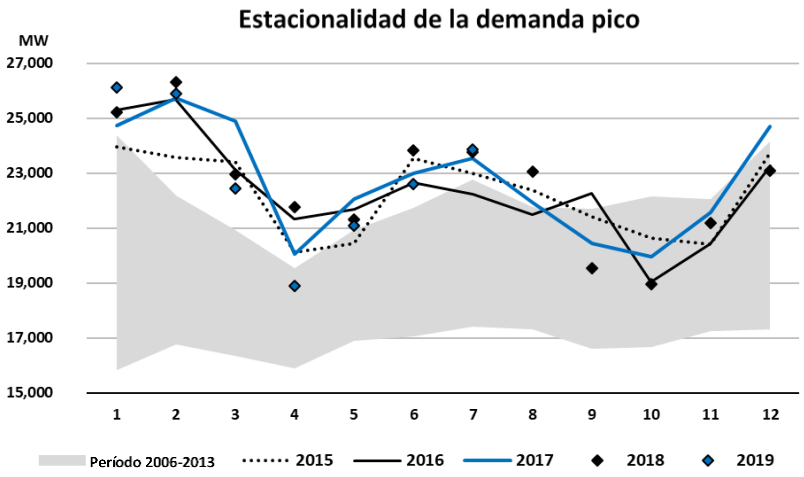
La demanda máxima de capacidad de potencia del 24 de febrero de 2017 requirió considerables importaciones de Brasil, Uruguay y Chile a través de diferentes interconexiones. Las importaciones de energía fueron de 1.069 MW en ese día, una mejora considerable de 1.884 MW en febrero de 2016. Alcanzar la capacidad máxima de potencia en la tarde del 24 de febrero de 2017 incluyó un suministro hidroeléctrico máximo de 8.048 MW, un suministro nuclear de 1.047 MW, un suministro de energía renovable de 131 MW y un suministro térmico de 15.333 MW en comparación con 13.484 MW el 12 de febrero de 2016 debido a la disponibilidad mejorada de unidades y la nueva capacidad de entrar al mercado. No se requirieron importaciones de energía durante el pico en febrero de 2018.

Como en el caso del gas natural, la fuerte estacionalidad de la demanda de electricidad en Argentina, tanto para la demanda de energía como de potencia, enfatiza la necesidad de inversiones en desarrollo y producción de gas natural, así como nueva capacidad de infraestructura para nuevas instalaciones de regasificación de gas natural licuado, además de los dos existentes en la provincia de Buenos Aires. La demanda máxima de electricidad tiene lugar durante las horas de la tarde en verano. En el caso del invierno, dicha demanda se debe al intenso uso de calefactores eléctricos que los consumidores prefieren por la noche para calefaccionar los hogares, gracias a la tarifa menor y a la simplicidad en comparación con los calefactores de gas natural.

Estacionalidad de la demanda de energía eléctrica

Fuente: CAMMESA

Estacionalidad de demanda máxima de capacidad

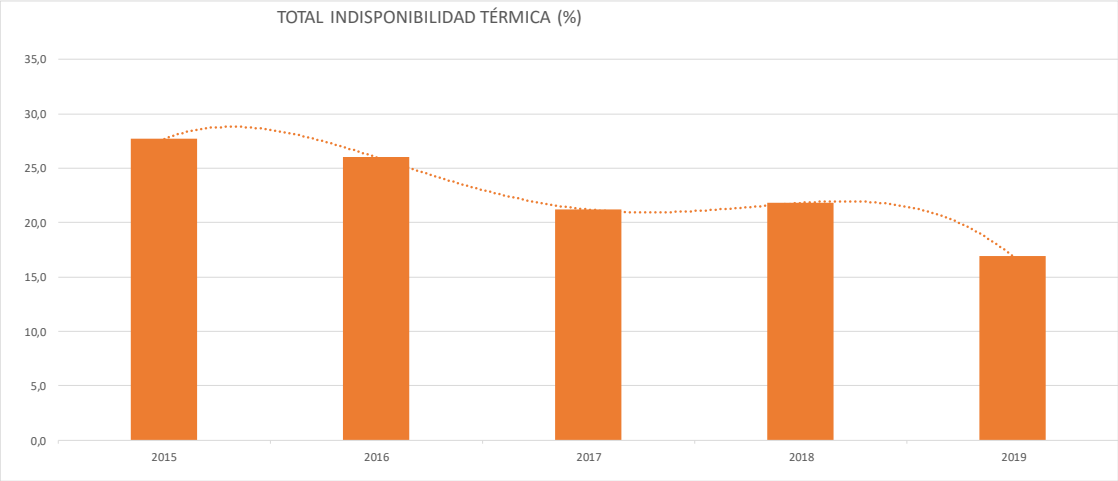


Fuente: Preparado por G&G Energy Consultants basado en los Informes Mensuales de CAMMESA

A pesar de los datos oficiales de la capacidad instalada nominal para la generación de energía que se detallaron anteriormente, es importante tener en cuenta que esta capacidad de generación no está realmente disponible simultáneamente en momentos de máxima demanda. Durante todo el año, hay una capacidad efectiva de generación para satisfacer la demanda. La capacidad efectiva disponible (que significa la capacidad realmente disponible) es significativamente menor que la capacidad instalada nominal.

La disponibilidad de centrales termoeléctricas mejoró después del invierno de 2015, ya que entre 5.000 y 6.000 MW permanecieron fuera de servicio en todo momento en inviernos anteriores debido a problemas técnicos, así como a la falta de logística para suministrar combustible diesel cuando no había disponibilidad de gas natural. A pesar de todos los esfuerzos, parece poco probable tener la capacidad nominal completa disponible simultáneamente, por lo que podría tener que aceptarse un porcentaje de indisponibilidad que puede oscilar entre el 25% y el 30% si existe un marco comercial que permita a las empresas mantener la capacidad de generación. De esta forma, se incorporan en el mercado nuevas unidades térmicas; las licitaciones son organizadas por el Ministerio de Energía y Minería, y detalladas y coordinadas por CAMMESA, como la realizada en 2016 luego de la Resolución 21/2016 y en 2017 luego de la Resolución 287/2017.

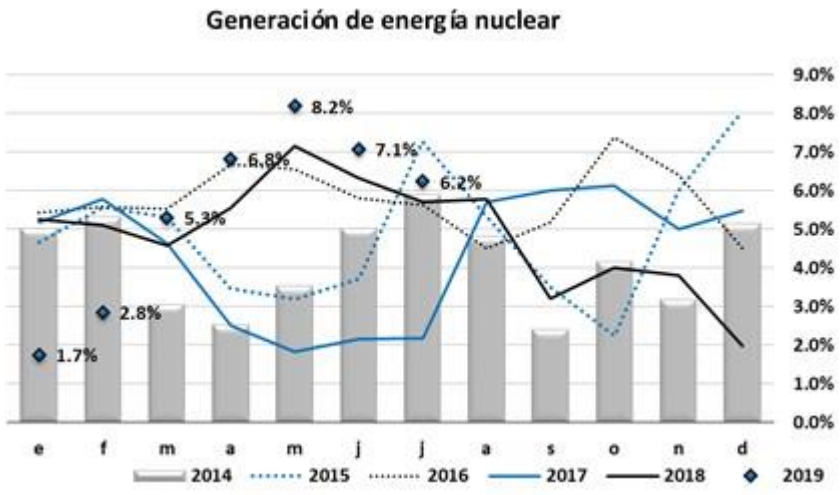
Indisponibilidad térmica total (%)



Fuente: CAMMESA.

CAMMESA y las generadoras se esforzaron en invertir para mejorar el mantenimiento de las unidades de vapor antiguas con el objetivo de obtener un mejor rendimiento en la variable de disponibilidad de capacidad crítica máxima. Aunque el factor de indisponibilidad en el largo plazo en relación con las centrales térmicas en Argentina ha sido históricamente 30%, el mismo cayó por debajo del 20% después de la crisis de 2002 debido a la nueva capacidad que ingresa al mercado decidida antes de la crisis. En general, el factor de indisponibilidad de las centrales hidroeléctricas en Argentina no ha sido significativo, a excepción del daño existente en los 20 grupos de la central Yacyretá de capacidad nominal de 3.200 MW que sufrió daños luego de la utilización intensiva en el invierno de 2007 sin un nivel adecuado de la represa. En el sector nuclear, la falta de disponibilidad histórica ha sido importante debido al mantenimiento periódico que las unidades deben atravesar. En particular, la Central nuclear Embalse comenzó un período de más de dos años fuera de operación el 1 de enero de 2016 que se extendió hasta abril de 2019. La Central nuclear más nueva, Néstor Kirchner (Atucha II) tuvo una producción constante de hasta 720 MW (de los 770 MW nominales) desde 2015 hasta noviembre de 2018, luego de su prueba de puesta en marcha a finales de 2014. Desde noviembre de 2018, esta planta nuclear estuvo limitada hasta el 50% por dificultades técnicas.

Generación de energía nuclear



Fuente: elaborado por G&G Energy Consultants basado en reportes mensuales de CAMMESA.

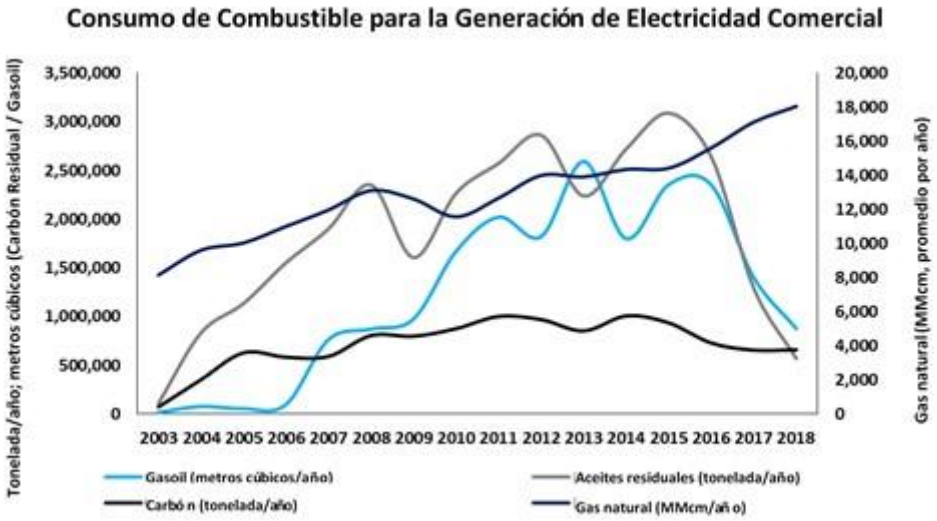
Los costos de producir electricidad están fuertemente influenciados por la capacidad física y económica para suministrar combustibles, preferiblemente gas natural, que tiene el costo más bajo, a las generadoras termoeléctricas. Hasta mediados de 2014, la falta de un suministro adecuado de gas natural y los altos precios internacionales del gas residual y diesel, así como del GNL, aumentaron tanto el costo marginal como el costo

variable promedio de generar electricidad. La disminución de los precios del petróleo y los combustibles desde 2014 se extiende hasta mediados de 2017 y ha contribuido a una reducción de los costos frente a la tendencia potencial dentro de un entorno de precios altos del petróleo. De todas maneras, la recuperación en los precios del petróleo desde septiembre de 2017 influenció los precios del diesel, el combustible residual, y el gas natural licuado. Desde julio de 2018, el Estado Nacional solamente redujo los precios del gas natural doméstico.

La falta de suficiente producción nacional de gas natural para satisfacer la demanda máxima de invierno en Argentina, dio lugar a un mayor uso de fuel oil y diesel en las turbinas de gas y unidades de motores, además de las importaciones de gas natural de Bolivia y GNL. La mayoría de las turbinas de vapor fueron despachadas con petróleo residual de alto precio, y sólo una Central antigua quema carbón, la Central de San Nicolás. Desde el invierno de 2017, las temperaturas moderadas provocaron que CAMMESA redujera el consumo de combustible residual y diesel por un aumento en el consumo de gas natural. La disponibilidad de combustible es un factor clave que a veces se suma a la falta de disponibilidad técnica de las unidades de potencia. Los costos y la logística para importar y suministrar fuel oil, diesel y carbón en reemplazo del gas natural es la clave para la futura disponibilidad de unidades térmicas, con mayor influencia en las complejidades logísticas, si se mantienen los precios internacionales favorables actuales. Desde 2007, el suministro limitado de gas natural en los inviernos obligó a un aumento explosivo en el consumo de combustible residual y diesel, con precios récord en el primer semestre de 2008, algo moderado en 2009 por la crisis internacional, que volvió a mostrar precios más altos desde 2010 hasta 2014.

Hacia 2018, las modificaciones impuestas por CAMMESA en los precios de referencia del gas natural, la apertura del mercado para los generadores y una mayor disponibilidad de gas natural debido al fuerte impulso de Vaca Muerta, han llevado a una reducción de los precios de gas natural y una mayor disponibilidad del mismo durante el período, siendo aún necesaria la importación del mismo desde Bolivia y GNL.

Consumo de Combustible para la Generación de Electricidad Comercial



Fuente: elaborado por G&G Enerrgy Consultants basado en reportes mensuales y anuales de CAMMESA http://portalweb.cammesa.com/memnet1. 2019 estimado por G&G Energy Consultans

Debido a la escasez de suministro de gas natural, ha habido un aumento notable en los volúmenes de combustibles alternativos utilizados para generar electricidad, lo que incrementó el costo de generación variable hasta 100 US $/MWh hasta el invierno de 2014. Después del invierno de 2014, hubo una fuerte caída en los precios internacionales del petróleo que redujo los costos de generación termoeléctrica. Se espera que la alta participación del escenario de generación termoeléctrica se mantenga en los próximos años hasta que la energía renovable complete su irrupción en el mercado argentino. En el año 2016 se lanzó una licitación destinada a la construcción de pequeñas centrales térmicas, las actualmente ya se encuentran en operación comercial por una potencia aproximada de 3,3 GW. Asimismo, durante 2017 se lanzó una nueva licitación destinada a inversores interesados en cerrar turbinas de ciclo abierto o implementar proyectos de cogeneración, por la cual se han adjudicado ofertas por 1.304MW, muchas de las cuales ya se encuentran en operación comercial.

El precio monómico para la generación de CAMMESA constituye un precio efectivo sólo para algunos

segmentos del mercado eléctrico, especialmente los consumidores industriales, con la excepción de aquellos que son suministrados comercialmente por los distribuidores de electricidad. A pesar de los aumentos en los aranceles tanto en el margen de valor agregado para las distribuidoras como en las tarifas de transmisión, así como en el Precio Estacional Mayorista de Electricidad, el costo real excede dicho precio.

Precios promedio de energía suministrado por CAMMESA
Con subsidios implícitos en gnl/gas boliviano hasta 2015

Fuente: CAMMESA. Elaborado por G&G Energy Consultants basado en reportes mensuales de CAMMESA http://portalweb.cammesa.com/memnet1

El entonces Ministerio de Energía y Minería ha presentado una explicación similar para justificar aumentos en el Precio Mayorista de Energía, que se transferirá a las tarifas de los consumidores. El incremento de los precios mayoristas continuó durante 2019, incorporando asimismo el impacto de la depreciación del Peso y llegando casi al 70% de los costos actuales de suministro en el período de enero a julio de 2019.

Regulaciones con influencia en generadores de energía eléctrica convencional

Dentro del marco general de la Ley N° 24.065 y sus normas complementarias, los generadores de energía eléctrica convencional pueden suministrar su energía bajo cuatro esquemas principales y distintos en Argentina. Las diferencias entre estas regulaciones involucran principalmente al tomador de la electricidad producida por las generadoras de electricidad y los términos de la compensación que tienen derecho a recibir.

Estos cinco marcos principales comprenden:

(a) El régimen de Energía Plus introducido por la Resolución de la entonces Secretaría de Energía N° 1281/2006;
(b) Generadores de energía de base de la Resolución SE 95/2013 y su enmienda de la Resolución SEE 19 E/2017 (actualmente Resolución 31/2020);
(c) Los contratos de abastecimiento celebrados en el marco de la Resolución SE 220/2007;
(d) Los contratos de abastecimiento celebrados en el marco de la Resolución SEE 21/2016 y SEE 287/2017

En ese marco, las centrales de titularidad de MSU Energy son remuneradas bajo la Resolución SEE 21/2016 (PPA General Rojo Ciclo Simple, PPA Barker Ciclo Simple y PPA Villa María Ciclo Simple) y bajo la Resolución SEE 287/2017 (PPA General Rojo Ciclo Combinado, PPA Barker Ciclo Combinado y PPA Villa María Ciclo Combinado). Asimismo, en el marco de los PPAs mencionados, la potencia excedente de cada central es comercializada en el mercado spot bajo los términos de la Resolución 31/2010 de la Secretaría de Energía.

Energía Plus – Resolución SE 1281/2006

En septiembre de 2006, la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE 1281/06, que creó el programa Energía Plus. Este programa fue diseñado para promover inversiones en el sector de generación de energía para la instalación de nueva capacidad de generación que, a la fecha de la resolución, no formaba parte del MEM. Esta Resolución fue enviada para responder al aumento sostenido en la demanda de energía y para proteger a los inversores privados que invertirían nuevo capital en el sector energético, con el objetivo de generar

nuevas fuentes de energía.

Este marco regulatorio estableció que:

- tanto los grandes usuarios del MEM como los grandes clientes de empresas distribuidoras (en ambos casos, con consumos superiores a 300 kilovatios) estarían autorizados a obtener su suministro eléctrico hasta su "demanda base" (equivalente a su demanda en el año 2005) mediante la celebración de contratos a término con los generadores que invertían en estas nuevas unidades; y
- tanto los grandes usuarios del MEM como los grandes clientes de empresas distribuidoras (en ambos casos, con consumos superiores a 300 kilovatios) debían satisfacer cualquier consumo superior a su demanda base con energía del programa Energía Plus a precios que serían aprobados por el entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Sin embargo, el Estado Nacional permitió a los grandes consumidores obtener exenciones de la obligación de contratar la demanda incremental de estas nuevas unidades de generación de energía, e incluso limitó el traspaso de los costos reales en exceso a estos consumidores. Además de esto, la actividad industrial comenzó a perder impulso en comparación con años anteriores y el programa terminó con la capacidad de absorción de CAMMESA que no fue contratada por las nuevas unidades instaladas.

Resolución SE 220/2007

La Resolución SE 220/2007 facultaba a CAMMESA para celebrar contratos de abastecimiento con los "*oferentes de disponibilidad de energía adicional asociada y generación de capacidad de potencia, entregada por agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores*" que, hasta la fecha de dicha resolución, no estaban activos en el MEM. Esto significó que a CAMMESA se le permitió celebrar contratos de abastecimiento con aquellos generadores de energía que invirtieron en nueva capacidad de generación en base a la cual los inversores puedan vender a CAMMESA su capacidad de electricidad futura de hasta 10 años.

Bajo estos contratos de abastecimiento, los generadores comprometieron disponibilidad de capacidad de generación y CAMMESA pagó una remuneración que incluía (a) el precio por MW por mes de la disponibilidad de capacidad de generación de electricidad que los generadores comprometieron bajo los contratos de abastecimiento, y (b) el pago de los costos variables de los generadores (incluyendo combustible y mantenimiento, entre otros) asociados con el despacho de electricidad y también medidos en dólares estadounidenses por MWh, lo que significa que CAMMESA sólo paga dichos costos variables si los generadores efectivamente despachan electricidad a solicitud de CAMMESA. Los contratos de abastecimiento bajo este marco regulatorio estaban denominados en dólares estadounidenses y tenían un plazo de 10 años. Varias unidades de generación de energía se incorporaron hasta el año 2015 en este programa y sistema, incluidas algunas de las grandes centrales de ciclo combinado construidas a través de los fideicomisos de FONINVEMEM.

Energía Base – Resolución SE 95/2013

El 22 de marzo de 2013, la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE 95/2013, que modificó la regulación de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM que comercializaban su energía en el mercado spot, quedando excluidos de esta remuneración aquellos agentes que hayan comprometido su energía en el marco del Régimen de Energía Plus. Bajo esta modalidad, los generadores son remunerados por sus costos fijos en virtud de la *potencia puesta a disposición* de sus unidades generadoras. Bajo dicha resolución 95/2013, la remuneración a los generadores se realiza en base a la potencia puesta a disposición de las unidades de generación en las horas de remuneración de capacidad de generación (la mayoría de las horas en días hábiles, y parte de las horas en los fines de semana y feriados) de acuerdo a ciertos términos. Para los generadores térmicos bajo esta categoría, este esquema de remuneración consiste en que:

- el generadora cobra el 100% de la remuneración fija si la potencia puesta a disposición de la unidad a pagar excede la disponibilidad objetivo, conforme tal disponibilidad objetivo fuera fijada en la Resolución N° 95/2013, y si es mayor que el 80% de su disponibilidad histórica promedio de los últimos tres años anteriores; o, incluso si la potencia puesta a disposición se encuentra por debajo de la disponibilidad objetivo, pero supera en un 5% su promedio histórico de los últimos tres años calendario.

- el generador cobra el 75% del precio de la remuneración de los costos fijos, cuando la potencia puesta a disposición de la unidad a ser remunerada excede la disponibilidad objetivo, pero aún está por debajo del 80% de su disponibilidad histórica promedio durante los tres años anteriores.

- el generador cobrará el 50% del precio de la remuneración de los costos fijos, cuando la potencia puesta a disposición de la unidad a ser remunerada no supere la disponibilidad objetivo y no supere en un 5% la disponibilidad histórica promedio en los tres años anteriores, sino que la exceda.

- el generador cobrará el 35% del precio de la remuneración de los costos fijos cuando la potencia puesta a disposición de la unidad a ser remunerada no supere la disponibilidad objetivo y no alcance su disponibilidad histórica promedio durante los tres años anteriores.

- También se estableció que el valor del precio de la remuneración de los costos fijos en ningún caso sería menor a 12 US$ / MW-hrp.

Asimismo, la Resolución 95/2013 también estableció un esquema de remuneración de costos variables -no relacionados con los combustibles, los cuales eran suministrados por CAMMESA-, que se determinan mensualmente en función de la energía efectivamente generada. Este esquema de remuneración también se basa en el tipo de combustible, reconociendo pagos mayores cuando el consumo de combustible es diesel o residual en lugar de gas natural, debido a los mayores costos y al deterioro de las unidades asociados a tales combustibles.

Por otra parte, el programa de Energía Base creó el concepto de "Remuneración Adicional", en virtud del cual los generadores perciben ingresos adicionales, una parte de los cuales se cobra en forma directa y otra parte se destina forzosamente a un fondo fiduciario para su reinversión en nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico establecido por la Secretaría de Gobierno de Energía, tratándose principalmente de nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado financiadas por el Estado Nacional.

Además del esquema de precios, la Resolución N° 95/2013 suspendió el mercado a plazo en el MEM. De esta forma, los consumidores industriales y las compañías distribuidoras, que adquirían su energía en el mercado a término, comenzaron a adquirirla directamente de CAMMESA, en tanto que los generadores solo percibirían ingresos derivados de los conceptos establecidos en la Resolución SE 95/2013 (Mercado al contado). Para recibir este nuevo ingreso de acuerdo con la Resolución SE 95/2013, la normativa exigía que los generadores renunciaran a cualquier reclamo legal y administrativo derivado de la modificación del esquema de precios antes de la publicación de la Resolución SE 95/2013. Estas restricciones se extienden hasta la actualidad y siguen siendo un factor clave para resolver.

La Resolución SE 95/2013 también designó a CAMMESA, más allá de sus obligaciones establecidas en la Ley 24.065 y el Decreto Nº 1192/92, a fin de centralizar la compra, entrega y despacho de combustibles para la generación de energía eléctrica. De conformidad con esta regulación, los generadores no pudieron renovar ni ampliar los contratos de combustible con sus proveedores de combustibles utilizados en las centrales eléctricas. Sin embargo, hasta la terminación de los contratos vigentes, CAMMESA continuó reconociendo los costos de los combustibles a los precios de referencia, el flete asociado y los costos asociados con el transporte y la distribución de gas natural y otros combustibles, incluidos los aranceles e impuestos. Para que se reconozcan dichos costos, se deben cumplir dos condiciones:

- los costos a reconocer deben representar conceptos reconocidos por CAMMESA a partir de la publicación de la resolución; y
- los costos deben derivarse de los acuerdos celebrados antes de la emisión de la Resolución 95/2013.

Con posterioridad al dictado de la Resolución SE 95/2013, la entonces Secretaría de Energía modificó el esquema de precios aplicable en el marco del programa Energía Base. El 23 de mayo de 2014, mediante la Resolución SE 529/2014 se actualizó el monto de la remuneración por los costos fijos, costos variables y retribución adicional para los generadores térmicos e hidráulicos nacionales, contemplando la inflación y la devaluación de la moneda. Además, la Resolución SE 529/2014 modificó la remuneración de los costos fijos y estableció un nuevo ítem de compensación para compensar a los generadores por el mantenimiento no recurrente. Para poder percibir esta remuneración, CAMMESA emite un certificado para los generadores una vez que aprobaba los mantenimientos mayores que pudieran requerir las unidades del generador y el pago se encuentra sujeto a la aprobación previa de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Además, el 17 de julio de 2015, la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE 482/2015, que disponía un nuevo ajuste y aumentó en varios conceptos la remuneración de costos fijos, costos variables y remuneración adicional indirecta para generadores nacionales térmicos e hidráulicos. También, estableció nuevos precios y valores para los principales servicios de mantenimiento. La Resolución SE 482/2015 también dispuso la asignación de recursos adicionales para financiar inversiones en el mercado eléctrico a través del fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

El retraso en la creación de este nuevo esquema según la resolución SE 482/2015 de precios causó costos financieros a varios generadores que se vieron afectados por la depreciación de la moneda en 2015 y, al mismo tiempo, y más importante, por el aumento de los costos debido a la inflación registrada en 2015. Sin embargo, este nuevo esquema de precios se aplicó retroactivamente a los pagos desde febrero de 2015.

El 30 de marzo de 2016, se publicó la Resolución SEE 22/2016 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, que ajustó e incrementó diversos rubros de remuneración tales como los costos fijos, los costos variables y la remuneración adicional indirecta y el fideicomiso para las generadoras nacionales térmicos e hidráulicos establecidos según la Energía Base. El Estado Nacional reconoció aumentos significativos debido a la inflación y por varios costos vinculados a las divisas, que experimentaron una fuerte devaluación en diciembre de 2015 y enero de 2016. La resolución fue de aplicación retroactiva a partir de febrero de 2016. Dentro de los considerandos de esta resolución, el Estado Nacional anunció que la Resolución SE 95/2013 estaba bajo revisión y, como resultado, era probable que pudiera ser modificada o reemplazada en el mediano plazo.

El 27 de enero de 2017, la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SEE 19-E/2017 que estableció un nuevo esquema de remuneración para los generadores del MEM que actúan en el mercado spot, fijando su remuneración en dólares estadounidenses. La Resolución SEE 19-E/2017 se encontraba principalmente dirigida a valorar la disponibilidad de capacidad energética con un reconocimiento adecuado de los costos económicos mediante compromisos de capacidad energética a mediano plazo. La Resolución también estipuló que eventualmente estos compromisos podrían trasladarse a la demanda en forma de compañías de distribución o consumidores industriales y comerciales medianos o grandes. La Resolución SEE 19-E / 2017 entró en vigencia el 1 de febrero de 2017 dejando sin efecto las disposiciones de la Resolución SEE 22/2016.

La Resolución SEE 19-E/2017 establecía que cualquier generador de energía podía declarar "*Ofertas de Disponibilidad Garantizada*" para celebrar contratos de capacidad de energía y energía variable para sus unidades ya existentes. Las ofertas se debían presentar junto con los informes estacionales de la temporada de verano y, una vez aceptadas, tendrían una vigencia de tres años, lo que permitía disponibilidades diferenciadas para cada período estacional de seis meses dentro del período de tiempo.

Cualquier reembolso pendiente de financiamiento por grandes mantenimientos que la generadora de energía podría adeudar, se descontaría de las cobranzas a un precio mensual máximo de 1 US$ por cada MWh generado. Se incluían disposiciones específicas para las centrales hidroeléctricas y de energía renovable, así como incentivos para que las centrales térmicas mejoren su eficiencia. Además, se reconocía una remuneración mayor para las unidades llamadas a despachar en un programa errático, teniendo en cuenta un mayor costo de mantenimiento.

La remuneración incluía (i) un precio mensual por la potencia puesta a disposición, que incluía un precio mínimo asociado a la capacidad comprometida, un precio base para el cumplimiento del compromiso y un precio adicional relacionado con las horas de máxima demanda; y (ii) un precio variable por la energía generada que podría ser incrementada si la eficiencia aumentara.

Finalmente, una vez finalizada la emergencia del Sector Eléctrico Nacional, el gobierno consideró conveniente orientar los mecanismos regulatorios que permitan gradualmente ordenar el Sector Eléctrico Nacional con los principios rectores contenidos en las leyes 15.336 y 24.065.

A tal efecto, y a fin de asegurar la sustentabilidad del MEM, el gobierno consideró necesario adaptar los criterios de remuneración establecidos en la Resolución N° 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, a condiciones económicamente razonables, eficientes y que sean asignables y/o trasladables a la demanda.

En ese marco, el 28 de febrero de 2019, la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dictó la Resolución 1, que derogó la Resolución N° 19/17 con efectos a partir del 1 de marzo del año 2019. Asimismo, estableció un nuevo esquema de remuneración para los agentes generadores térmicos, los agentes generadores hidráulicos y los agentes generadores renovables que no hayan comprometido la potencia de sus centrales en el marco de contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM. De todos modos, la Resolución 1/2019 fue derogada por la Resolución 31/2020, disponiendo una nueva estructura de remuneración para generadores sin PPA, co-generadores y auto-generadores de la MEM, y estableció que dichos precios

deberán ser nominados en Pesos Argentinos.

Siguiendo la estructura establecida por la Resolución 1 y las resoluciones anteriores (es decir, la Resolución SEE 19/17), este nuevo régimen prevé las llamadas "ofertas de disponibilidad garantizada" para instalaciones térmicas; prevé un pago de menor capacidad para aquellos agentes de generación que no declaran una oferta de disponibilidad garantizada; ajusta la remuneración de la capacidad de energía de acuerdo con un concepto de "factor de uso"; y establece un régimen diferente para las instalaciones hidroeléctricas, las instalaciones renovables y las instalaciones hidroeléctricas binacionales.

La nueva estructura de remuneración, a diferencia de la Resolución 1/2019 derogada, establece que los montos adeudados a los agentes MEM identificados anteriormente serán nominados y pagados en pesos argentinos. Los valores establecidos en pesos argentinos para el cálculo de la remuneración correspondiente, que están detallados a continuación, deberán estar sujetos a la fórmula que se encuentra en el anexo VI de la Resolución N° 31/2020, que está destinada a preservar el valor de la moneda en el tiempo.

Las Instalaciones Térmicas tienen derecho a recibir su remuneración según: (i) El pago relacionado a la capacidad de uso por la energía disponible en el mes que consiste en: (a) un precio base (disponibilidad de capacidad en el MEM – precio fijo), y (b) un precio adicional por la energía utilizada; y (ii) un pago en concepto de la energía producida y entregada a la red (precio variable), que resultará de la suma de los siguientes conceptos: (i) energía generada; (ii) energía operada (asociada con la potencia rotativa en cada hora); y (iii) energía generada durante horas de requerimiento térmico máximo.

La remuneración base por la energía puede ser resumida de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	PRECIO BASE (U$S/MW-MES)	PRECIO BASE (AR$/MW-MES)	PRECIO BASE (U$S/MW-MES)
	RESOLUCIÓN 1	*RESOLUCIÓN 31*	
Ciclo Combinado > 150 MW	3,050	100,650	**1027**
Ciclo Combinado ≤ 150 MW	3,400	112,200	**1145**
Turbina de Vapor > 150 MW	4,350	143,500	**1464**
Turbina de Vapor ≤ 150 MW	5,200	171,600	**1751**
Turbina de Gas > 150 MW	3,550	117,150	**1195**
Turbina de Gas ≤ 150 MW	4,600	151,800	**1549**
Motor Diesel	5,200	171,600	**1751**

(1) La remuneración en Dólares estadounidenses de acuerdo con la Resolución 31 que aparece en este documento se incluye solo con fines comparativos o informativos. Los montos conforme a la Resolución 31 provista en Dólares estadounidenses se han calculado considerando el tipo de cambio publicado por el Banco Nacional de Argentina el 12 de abril de 2021 (U $ S 1 = AR $ 98).

Sin embargo, en la Resolución 31 las instalaciones térmicas con una capacidad instalada igual o menor a 42 MW, que acrediten su importancia para el normal suministro del área en la que están localizadas, podrán acceder a un régimen diferenciado:

TECNOLOGÍA	PRECIO BASE (AR$/MW-MES)	PRECIO BASAE (U$S/MW-MES)
	RESOLUCIÓN 31	
Ciclo Combinado ≤ 15 MW	204,000	**2082**
Turbina de Vapor ≤ 15 MW	312,000	**3184**
Turbina de Gas ≤ 15 MW	276,000	**2816**
Motor Diesel ≤ 42 MW	312,000	**3184**

La remuneración por la oferta de energía garantizada del DIGO se describe a continuación:

TECNOLOGÍA	PERIODO	PRECIO BASE (U$S/MW-MES)
RESOLUCION 1	Verano (diciembre, enero y febrero)	7,000
	Invierno (junio, julio y agosto)	7,000
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	5,500
	PERIODO	**PRECIO BASE (AR$/MW-MES)**
RESOLUCION 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	360,000
	Invierno (junio, julio y agosto)	360,000

	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	270,000
	PERIODO	**PRECIO BASE (U$S/MW-MES)**
RESOLUCION 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	**3,673**
	Invierno (junio, julio y agosto)	**3,673**
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	**2,755**

La remuneración por la energía garantizada ofrecida a generadores con ≤ 42 MW (instalaciones diesel) es la siguiente:

TECNOLOGÍA	**PERIODO**	**PRECIO BASE (AR$/MW-MES)**
RESOLUCIÓN 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	420,000
	Invierno (junio, julio y agosto)	420,000
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	330,000
	PERIOD	**PRECIO BASE (U$S/MW-MES)**
RESOLUCIÓN 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	4,286
	Invierno (junio, julio y agosto)	4,286
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	3,367

La remuneración por la energía generada y distribuida es la siguiente:

TECHNOLOGÍA	**PRECIO DE ENERGÍA GENERADA (U$S/MWh)**				**PRECIO DE ENERGÍA GENERADA (ARS/MWh)**				**PRECIO DE ENERGÍA GENERADA (U$S/MWh)**			
	RESOLUCIÓN 1				***RESOLUCIÓN 31***				***RESOLUCIÓN 31***			
	Gas	Nafta/gasoil	Biodiesel	Carbón	Gas	Nafta/gasoil	Biodiesel	Carbón	Gas	Nafta/gasoil	Biodiesel	Carbón
Ciclo Combinado > 150 MW	**4**	**7**	600		240	420	600		**2,45**	**4,29**	**6,12**	
Ciclo Combinado ≤ 150 MW	**4**	**7**	600		240	420	600		**2,45**	**4,29**	**6,12**	
Turbina de Vapor > 150 MW	**4**	**7**	600	720	240	420	600	720	**2,45**	**4,29**	**6,12**	**7,35**
Turbina de Vapor ≤ 150 MW	**4**	**7**	600	720	240	420	600	720	**2,45**	**4,29**	**6,12**	**7,35**
Turbina de Gas > 150 MW	**4**	**7**	600		240	420	600		**2,45**	**4,29**	**6,12**	
Turbina de Gas ≤ 150 MW	**4**	**7**	600		240	420	600		**2,45**	**4,29**	**6,12**	
Motor Diesel	**4**	**7**	720		240	420	720		**2,45**	**4,29**	**7,35**	

Según lo dispuesto por la Resolución N° 31/2020, los generadores térmicos deberán recibir una remuneración mensual por energía operada, representada por la integración de la potencia por hora en ese período, valuada a 84 MWh por cualquier tipo de combustible utilizado por la unidad de generación. El volumen por hora de la energía operada deberá corresponder al despacho optimo por cumplimiento de energía y reservas asignadas.

Cuando la unidad de generación esté despachando por fuera del despacho optimo por razones operativos no atribuibles a la generación forzada por requerimientos de transporte, control de voltaje o requerimientos de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada, considerándola como el 60% de la capacidad instalada neta, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la capacidad rotativa calculada como la diferencia entre la capacidad instalada neta disponible y la energía generada.

No obstante lo mencionado, mediante nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos, de la Resolución 31/2020.

Resolución SEE 21/2016

La Resolución SEE 21/2016 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica estableció un procedimiento de licitación para la venta de nueva capacidad de generación a CAMMESA para ser instalada en los siguientes períodos: (a) verano 2016/2017; (b) invierno 2017; y (c) verano 2017/2018. La ex Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de compañías generadoras por una disponibilidad de capacidad de 6.611 MW, y el 15 de junio de 2016 otorgó una cantidad agregada de 2.871 MW de dicha disponibilidad de capacidad. La reapertura adicional del proceso de licitación permitió adjudicar aproximadamente 500 MW de unidades adicionales.

Aquellos oferentes que resultaron adjudicados suscribieron un PPA denominado en dólares estadounidenses con CAMMESA -actuando en nombre de los distribuidores y grandes usuarios del MEM-, con Pagos de Capacidad Fija, y Pagos Variables vinculados a los costos de generación, para la capacidad de generación de energía recién instalada que alcanza los niveles comerciales operaciones: Estos PPA tienen plazos de entre 5 y 10 años y proporcionan una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW, como máximo. La remuneración está denominada en dólares estadounidenses por MW por mes y en dólares estadounidenses por MW por hora, y tiene en cuenta el costo del combustible.

El combustible para la generación es suministrado por CAMMESA sin costo alguno, de acuerdo con el Artículo 8 de la Resolución SE 95/2013, hasta un límite específico de eficiencia de combustible medido en Kcal/KWh (el "Consumo Específico Garantizado"). En general, los PPA estipulan que sí, debido a un cambio futuro en las reglamentaciones, un generador tiene que comprar combustible en el mercado en lugar de que sea suministrado por CAMMESA, la misma deberá reembolsar al generador el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

Las tres centrales de generación de titularidad de MSU Energy han celebrado un PPA con CAMMESA en los términos de la Resolución SEE 21/2017, a saber: (i) el PPA General Rojo Ciclo Simple, (ii) el PPA Barker Ciclo Simple; y (iii) el PPA Villa María Ciclo Simple

Resolución SEE 287/2017

Por medio de la Resolución SEE N° 287/2017, la entonces Secretaría de Energía Eléctrica dio inicio a un proceso de convocatoria abierta destinado a la adquisición de energía eléctrica por demanda en el MEM, invitando a los Agentes Generadores y Cogeneradores del MEM a ofertar el desarrollo integral de proyectos de infraestructura a través de: (i) la puesta en marcha de cierre de ciclos combinados en base a centrales térmicas existentes o de próxima habilitación a ciclo abierto, de bajo consumo específico, con posibilidades de mejorar su eficiencia alcanzando niveles competitivos; y (ii) desarrollos de cogeneración eficiente que no incrementen las necesidades del transporte eléctrico más allá de las naturales de su conexión al sistema. De este modo, de acuerdo con la citada resolución, las ofertas seleccionadas fueron adjudicadas con un contrato de abastecimiento a celebrar con CAMMESA.

El objetivo de la Resolución SEE N° 287/2017 fue reducir el costo general de la generación de electricidad resultante de proyectos que mejorarían la productividad agregando turbinas de vapor que usarían gases de escape de ciclos abiertos constituidos por motores o turbinas que consumen la misma cantidad de combustibles. Asimismo, permitió maximizar las oportunidades en las centrales industriales para generar electricidad, ya sea mediante el uso de vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad, o usar gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

El 25 de septiembre de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución N° 820 mediante la cual se adjudicaron tres ofertas con sus respectivos contratos, y se les solicitó a los oferentes restantes que presenten una mejora en sus propuestas.

El 17 de octubre de 2017, el órgano referido dictó la Resolución 926 /2017 mediante la cual tres ofertas adicionales, correspondientes a tres diferentes empresas controladas por MSU Energy fueron adjudicadas con

contratos a largo plazo bajo la licitación pública iniciada por la Resolución SEE N° 287/2017. Las ofertas mencionadas son:

- la oferta de Río Energy para expandir y convertir la central de energía de Río Energy (conocida como Central Térmica General Rojo) de ciclo simple a ciclo combinado;
- la oferta de UGEN para expandir y convertir la central de energía Barker (conocida como Central Térmica Barker) de ciclo simple a ciclo combinado; y
- la oferta de UENSA para expandir y convertir la central de energía Villa María (conocida como Central Térmica Villa María) de ciclo simple a ciclo combinado.

Con motivo de la celebración de estos tres nuevos contratos de abastecimiento, las Centrales Rojo, Barker y Villa María, incrementaron su capacidad de generación contratada en 105 MW, 105 MW y 100 MW, respectivamente.

Resolución N° 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 31/2020 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 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 31/20 traslada todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR$ 60/U$S, 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.

Otras regulaciones relevantes

Además de los cuatro marcos legales bajo los cuales pueden operar las centrales de generación de energía convencional, recientemente ha habido cambios importantes en las regulaciones del mercado eléctrico que, aunque no afectan directamente dichas regulaciones, sí causan un gran impacto en el sector eléctrico argentino en general.

Decreto N° 134/2015

El Decreto N° 134/2015 de fecha 17 de diciembre de 2015, declaró el estado de emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al entonces Ministerio de Energía y Minería para que adopte cualquier medida que considere necesaria con respecto a la generación, transmisión y segmentos de distribución, para ajustar la calidad y garantizar el suministro de electricidad.

Al haberse cumplido el plazo de emergencia previsto en la norma sin que tal plazo se haya visto prorrogado, la emergencia declarada del Sector Eléctrico Nacional ha concluido el día 31 de diciembre de 2017.

Resolución N° 6/2016

La Resolución N° 6/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería aprobó la reprogramación trimestral de

verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, aprobando un aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales. A su vez, esta resolución diferenció el aumento de precio que se transferirá a los consumidores residenciales de energía de otros consumidores.

El principal efecto de esta medida es la reducción de los subsidios al Precio Mayorista de Electricidad para diferentes consumidores, lo que reducirá la dependencia de CAMMESA de las transferencias regulares de fondos que recibirá del Estado Nacional. Si bien el cálculo es complejo, se ha estimado una reducción anual en el monto de US$ 1.500 millones para 2016, ya que el esquema resuelto por esta resolución se mantuvo efectivamente a lo largo del año, lo que produjo ahorros en el Tesoro además de los ahorros producidos por el costo restante de los combustibles importados requeridos para generar la demanda.

Resolución N° 20/2017

Por medio de la Resolución N° 20/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Resolución N° 256/2017

Por medio de la Resolución N° 256/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Resolución N° 979/2017

Por medio de la Resolución N° 979/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Disposición N° 44/2018

Por medio de la Disposición N° 44/2018 de la entonces Subsecretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 31 de octubre de 2018, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Disposición N° 75/2018

Por medio de la Disposición N° 75/2018 de la entonces Subsecretaría de Energía Eléctrica se aprobó la reprogramación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Disposición N° 97/2018

Por medio de la Disposición N° 97/2018 de la entonces Subsecretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y el 30 de abril de 2019.

Resolución N° 81/2019

El 8 de marzo de 2019 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución 81 de la Secretaría de Gobierno de Energía en virtud de la cual se dispuso el llamado a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión 500 kV E.T. Río Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV.

Resolución N° 14/2019

Por medio de la Resolución N° 14/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se aprobó la programación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2019.

Resolución N° 26/2019

Por medio de la Resolución N° 26/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se aprobó la programación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto y el 31 de octubre de 2019.

Resolución N° 38/2019

Por medio de la Resolución N° 38/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se aprobó la programación de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2019 y el 30 de abril de 2020.

Resolución N° 25/2019

El 2 de septiembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 25/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico en virtud de la que se convocó a Agentes Generadores que hayan celebrado un contrato de abastecimiento de energía eléctrica con CAMMESA en los términos de la Resolución N° 287/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica a establecer una nueva Fecha Prevista de Habilitación Comercial con un límite de ciento ochenta (180) días de la Fecha Prevista de Habilitación Comercial original. Asimismo, la Resolución N° 25/2019 establece una serie de penalidades en caso de que la nueva Fecha Prevista de Habilitación Comercial sea superior a ciento ochenta (180) días con respecto a la Fecha Prevista de Habilitación Comercial original.

Ley N° 27.541

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública que, en su Título III, contiene disposiciones relativas al sector energético. Así, el artículo 5 de la Ley 27.541 faculta al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, el artículo 6 de la Ley 27.541 faculta al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año. Por medio del artículo 124 de la Ley 27.467, se estableció que ambos EDENOR y EDESUR fueran transferidas a la jurisdicción regulatoria del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (en materias relacionadas con la provisión del servicio de distribución). Sin embargo, dicha transferencia nunca fue implementada, y la Ley 27.541 ordenó la suspensión de la transferencia, estableciendo que durante el período de emergencia declarado por la mencionada ley (que expirará el 31 de diciembre de 2020), el ENRE mantendrá sus facultades regulatorias por sobre el servicio público de distribución de energía eléctrica de dichas compañías.

Resolución N° 12/2019

El 30 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo que (i) derogó la Resolución N° 70/2018 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía más arriba explicada; (ii) restableció, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013 de la entonces Secretaría de Energía más arriba explicada; y (iii) restablecer, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013 de la entonces Secretaría de Energía.

Consecuentemente, generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM no pudieron continuar a procurándose su propio combustible y, acorde a lo establecido por la Resolución 95/13.

Decreto N° 277/2020

El 17 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2020, dictado por el Poder Ejecutivo Nacional, en virtud del cual: (i) ordena la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020; y (ii) designó al Lic. Federico José Basualdo Richards como interventor.

Este decreto se dicta en el marco de la habilitación conferida por la Ley N° 27.541.

A su vez, el decreto referido ordena al interventor a realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y

económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética, y revisar los concursos que precedieron la designación de los miembros del directorio del ENRE.

Decreto de necesidad y urgencia N° 297/2020 y Decisión administrativa N° 468/2020

Al ser la emisora compañía de generación de energía eléctrica, se encuentra comprendida en el inciso 23 del artículo 6 del DNU 297/20 (cuarentena) que enumera dentro de las excepciones al aislamiento social obligatorio a "Guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de Yacimientos de Petróleo y Gas, plantas de tratamiento y/o refinación de Petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones expendedoras de combustibles y generadores de energía eléctrica".

Por su parte, la Decisión administrativa N° 468/2020 amplío el listado de actividades y servicios declarados esenciales en la emergencia, en los términos previstos en el Decreto N° 297/2020, incorporándose a la obra privada de infraestructura energética.

Nota NO-2020-33443613-APN-SE#MDP

A través de esta nota, de fecha 21 de mayo de 2020, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a que suspenda todos los plazos de los proyectos bajo la Resolución SEE N° 287/2017, con efectos retroactivos al 23 de diciembre del 2019, y hasta el 30 de junio de 2020. En el caso de los PPAs bajo la Resolución 287/2017, el efecto de esta nota es que fueron suspendidas todas las intimaciones derivadas de posibles incumplimientos a la fecha de habilitación comercial comprometida. 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 fundó 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. Posteriormente, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mediante la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC del día 10 de septiembre de 2020 prorrogó hasta el 15 de noviembre de 2020 el plazo dispuesto en la nota NO-2020-37458730- APN-SE#MDP del día 10 de junio de 2020.

Decreto 1020/2020

Este Decreto, dictado el 17 de diciembre del 2020, determinó el inicio del proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, cuyo plazo no podrá exceder los 2 años desde la fecha de entrada en vigencia del Decreto.

En suma, el Decreto resolvió prorrogar el plazo de mantenimiento de las tarifas de energía eléctrica y gas natural desde su vencimiento y por un plazo de 90 días corridos, por lo que el mismo venció el 23 de marzo del 2021. En fecha 30 de abril del 2021, el ENRE dictó las Resoluciones 106/2021 y 107/2021, en virtud de las cuales resolvió aprobar un aumento del 9% en la tarifa de energía eléctrica para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente. A su vez, el Decreto N° 1020/2020 prorrogó la intervención del ENRE y el ENARGAS hasta el 31 de diciembre del 2021, o bien, hasta que finalice el proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral; cualquier de los dos que ocurra primero.

En ese marco, con la finalidad de impulsar el proceso de renegociación anteriormente mencionado, el ENRE emitió las siguientes resoluciones: Resolución Nº 16/2021, Resolución 17/2021, Resolución 53/2021, Resolución 54/2021, Resolución 55/2021, Resolución 56/2021, Resolución 57/2021, Resolución 58/2021.

Resolución 131/2021

Ésta resolución se dictó el 24 de febrero del 2021 y, a través de la misma, la Secretaría de Energía decidió lo siguiente: (i) aprobar la reprogramación trimestral de verano definitiva para el "MEM" correspondiente al período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de abril de 2021, que fuera elevada por CAMMESA; y (ii) establece para el mismo período los Precios de Referencia de la Potencia ("POTREF") y el Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica ("PEE") para la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución, discriminando entre pequeñas demandas residenciales o menores a trescientos kilovatios (300 kW) y los Grandes Usuarios de la Distribuidora ("GUDI") con demandas mayores o iguales a trescientos kilovatios (300 kW).

En la práctica, dicha resolución supone una reducción del subsidio del Estado Nacional al precio estacional

de la energía eléctrica abonado por los GUDI en valores en torno al 50%-70%, comparativamente con los valores previamente establecidos en la Resolución 14/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, Ud. debe considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación y el resto de la información contenida en el presente Prospecto. Los negocios de la Emisora también podrían verse afectados por riesgos adicionales que actualmente la Emisora no conoce o no considera significativos. En caso de materializarse cualquiera de dichos riesgos, el valor de mercado de las Obligaciones Negociables podría descender, y la Emisora podría verse parcial o totalmente imposibilitada para cancelar los intereses o el capital de las Obligaciones Negociables, en cuyo caso Ud. podría perder total o parcialmente su inversión. En general, se asumen más riesgos al invertir en títulos valores de emisores en mercados emergentes, como Argentina, que al invertir en títulos de emisores en los Estados Unidos y otros mercados desarrollados. La información proporcionada en la presente sección incluye declaraciones sobre hechos futuros que involucran riesgos e incertidumbres. Los resultados de la Emisora pueden ser substancialmente distintos de lo anticipado en dichas declaraciones como resultado de diversos factores, incluyendo aquellos descriptos en la sección "Declaraciones sobre hechos futuros".

Riesgos relacionados con Argentina

Dependemos ampliamente de las condiciones macroeconómicas en Argentina.

Nuestra actividad comercial y nuestros resultados financieros dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina, incluyendo el nivel de crecimiento, de inflación, tipo de cambio, tasas de interés y los acontecimientos y condiciones internacionales que podrían afectar a Argentina. La Emisora es una sociedad constituida y existente de conformidad con la legislación argentina y prácticamente la totalidad de sus operaciones, instalaciones y consumidores se encuentran en Argentina.

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, como se refleja en las siguientes condiciones económicas:

- la inflación continúa alta y podría continuar en los mismos niveles en el futuro. De acuerdo a los reportes del INDEC, el índice de precios al consumidor para el año 2019 fue del 53,8%, para el año 2020 fue del 36,1%, y para el período de enero y febrero del 2021 fue del 4% y 3,6%, respectivamente;
- el PBI presenta una alta volatilidad. De acuerdo con los cálculos revisados del PBI del año 2004, publicados por el INDEC en marzo de 2017, cálculo que forma la base para calcular el PBI real para cada año posterior al 2004, el PBI creció un 2,4% en 2013, disminuyó un 2,5% en 2014, aumentó un 2,7% en 2015, disminuyó un 2,1% en 2016, aumentó un 2,8% en 2017, disminuyó un 2,6% en 2018, disminuyó un 2,1% en 2019, y disminuyó un 4,3% en 2020. 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;
- el aumento discrecional en el gasto público ha resultado en, y podría llegar a exacerbar el déficit fiscal;
- las inversiones, medidas en términos porcentuales del PBI, siguen siendo muy bajas para sostener cualquier perspectiva de crecimiento;
- un número significativo de protestas o huelgas podría tener lugar en Argentina, como ha ocurrido en el pasado, que podrían afectar adversamente varios sectores de la economía argentina;
- la deuda soberana de Argentina, medida en términos porcentuales del PBI, sigue siendo alta. La administración de Fernández logró arribar a un acuerdo de reestructuración de la deuda soberana emitida mediante bonos tanto gobernados por ley extranjera como por ley local, y se encuentra negociando con el FMI con el objetivo de refinanciar la deuda contraída durante el gobierno anterior,

cuyo resultado final sigue siendo incierto;

- el suministro, transporte o capacidad de transmisión de energía o gas natural podría no ser suficiente para suministrar o alimentar la actividad industrial (limitando el desarrollo industrial como resultado) y el consumo; y
- el desempleo y el empleo informal siguen siendo altos. De acuerdo con el INDEC, el desempleo durante el primer, segundo, tercer y cuarto trimestre del 2020 fue de 10,4%, 21,1%, 10,4% y 6,3%, respectivamente.

Adicionalmente, la rápida propagación y desarrollo de la pandemia del COVID-19 (coronavirus) ha causado, y continúa causando un efecto material adverso tanto en la economía global, como en la economía argentina, con una magnitud que todavía no es determinable. La magnitud y duración de la pandemia, así como su impacto adverso en nuestro negocio, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo no es determinable a la fecha, ya que continúa evolucionando globalmente. Véase "*La propagación del nuevo 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 la Emisora*" en esta sección.

En ese contexto, en octubre de 2019, tuvieron lugar elecciones presidenciales, legislativas y de ciertos gobiernos municipales y provinciales en la Argentina. En las elecciones presidenciales que se llevaron a cabo el domingo 27 de octubre de 2019, la fórmula Alberto Fernández – Cristina Fernández de Kirchner (Frente de Todos) obtuvo el 48,1% de los votos, lo que los convirtió en Presidente y Vicepresidente de la República Argentina a partir del 10 de diciembre de 2019. Axel Kicillof (de la coalición Frente de Todos) se convirtió en el nuevo gobernador de la Provincia de Buenos Aires, con el 55,9% de los votos. Horacio Rodríguez Larreta (de la coalición Juntos por el Cambio) se mantuvo como Jefe de Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con el 55,9% de los votos, y Juan Schiaretti (de la coalición Hacemos Córdoba), fue elegido gobernador de la Provincia de Córdoba con el 57,28% de los votos. En la Cámara de Senadores, la coalición Frente de Todos retuvo la mayoría de escaños, mientras que en la Cámara de Diputados ningún partido logró obtener la mayoría.

No es posible prever las medidas que podrían ser adoptadas en el futuro por la administración Fernández a nivel nacional o provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios y condición financiera. El gobierno nacional en todos sus niveles y a través de sus distintos organismos, cuenta con facultades considerables para fijar las políticas de gobierno y las medidas relacionadas con la economía argentina, lo que podría afectar adversamente los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora. No podemos asegurar que el marco regulatorio vigente y nuestra relación comercial con CAMMESA bajo nuestros PPAs o los programas actuales y las políticas relacionadas al sector energético se mantendrán en el futuro, o que nuestros PPAs no sean 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 nuestros PPAs, podríamos necesitar iniciar acciones legales para reclamar la compensación adecuada o incluso recibir dicha compensación, con resultados inherentemente inciertos. No podemos garantizar que las políticas que la administración Fernández ha implementado no afectarán adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultado de operaciones. Véase "*Los acontecimientos políticos en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular*" para una descripción de algunas de las políticas implementadas por la administración Fernández.

No podemos asegurar que la continuación de la contracción de la economía, el aumento de la inestabilidad económica o una expansión de las políticas económicas y las medidas adoptadas por el gobierno Argentino para controlar la inflación o la dirección de otros desarrollos macroeconómicos que afectan a entidades del sector privado, como nosotros, todos acontecimientos sobre los que no tenemos ningún control, no habrían de tener un efecto adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación.

La propagación del nuevo 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 la Emisora.

En diciembre de 2019, una nueva cepa de coronavirus (COVID-19) fue reportada en Wuhan, China. Desde entonces, el COVID-19 se propagó por más de 150 países, incluyendo Argentina. Con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró que el estado de pandemia a nivel global. Según el FMI, transcurrido un año de la pandemia, las perspectivas mundiales siguen siendo muy inciertas. Las nuevas

mutaciones del virus y la incesante pérdida de vidas humanas 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. Luego de una contracción estimada de 3,3% en 2020, el crecimiento mundial se proyecta en 6% en 2021 y en 4,4% en 2022. La recuperación prevista resulta gracias a las vacunas y la continua adaptación de la actividad económica a la reducción de la movilidad. Estas perspectivas están sujetas a gran incertidumbre, relacionada con el curso de la pandemia, la eficacia del respaldo durante la transición hasta que las vacunas faciliten la normalización, y la evolución de las condiciones financieras.

La rápida propagación del Coronavirus y el número de contagiados ha llevado a muchos de los países afectados a tomar medidas preventivas que van desde el cierre de fronteras hasta el de aislamiento total de sus poblaciones, lo que naturalmente ha producido (y se prevé que seguirá produciendo) una considerable disminución de la actividad económica, de la producción e inestabilidad financiera. Es probable que la pandemia cause una crisis económica con una duración potencialmente extensa.

En particular, el 15 de marzo de 2019, el presidente Fernández cerró las fronteras del país y declaró el cierre de las escuelas, con el objetivo de reducir la propagación del virus, y el 19 de marzo de 2020, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 297/2020 se declaró la cuarentena nacional (aislamiento social preventivo y obligatorio) hasta el 31 de marzo de 2020, la cual fue sucesivamente extendida hasta el mes de noviembre de 2020. Mediante Decreto Nro. 875/2020 de fecha 7 de noviembre de 2020, se dispuso el fin del aislamiento y comienzo del distanciamiento social, preventivo y obligatorio hasta el 29 de noviembre, inclusive. Dicho régimen de distanciamiento fue extendido sucesivamente hasta el 9 de abril de 2020. Sin embargo, en virtud del gran aumento de contagios por COVID-19 registrados durante el mes de marzo de 2021, el 8 de abril de 2021, el Presidente Alberto Fernández anunció -mediante el Decreto N° 235/2021- nuevas medidas con el objetivo de contener la segunda ola del virus, incluyendo la prohibición de circulación nocturna, la limitación de horarios comerciales, restricciones para prácticas recreativas, gastronómicas y deportivas en espacios cerrados, suspensión del funcionamiento de los shoppings y los centros comerciales y el cierre temporal de las escuelas, todo ello aplicable al Área Metropolitana de Buenos Aires. Posteriormente, a través del Decreto N° 241/2021, se prorrogaron las nuevas medidas dispuestas anteriormente hasta el 30 de abril de 2021, y luego prorrogadas nuevamente hasta el 21 de mayo de 2021, inclusive.

Para más información sobre las medidas adoptadas por la administración Fernández en relación con la propagación del coronavirus, por favor ver Factor de Riesgo "*Los acontecimientos políticos en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular*".

La propagación del COVID-19, o las acciones tomadas para mitigar dicha propagación, podrían tener efectos materialmente adversos en nuestra habilidad para operar de manera efectiva, incluyendo como resultado el cierre completo o parcial de instalaciones o falta de trabajo. Las rupturas en la infraestructura pública y privada, incluyendo las comunicaciones, servicios financieros y cadenas de producción, podrían interrumpir material y adversamente nuestra operación de negocios normal. La propagación del coronavirus también causó que modificáramos nuestras prácticas de negocio (incluyendo viajes de empleados, lugares de trabajo de los empleados, y cancelación de participación física en reuniones, eventos y conferencias). Hemos trasladado una parte significativa de nuestros empleados a un ambiente de trabajo virtual, en un esfuerzo para evitar la propagación del COVID-19, así como también lo han hecho una serie de terceros proveedores de servicios, lo cual podría exacerbar ciertos riesgos de nuestro negocio, incluyendo una mayor demanda en recursos tecnológicos, y podríamos tomar acciones adicionales de acuerdo a lo que pueda ser requerido por autoridades gubernamentales o que nosotros determinemos sea mejor para los intereses de nuestros empleados y socios en el negocio.

El veloz desarrollo de esta situación imposibilita cualquier predicción con respecto al impacto adverso final del COVID-19 en la Emisora. Continuamos monitoreando la propagación del COVID-19 y sus riesgos relacionados. La magnitud y duración de la pandemia, así como su impacto en nuestros negocios, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo es incierta y continúa evolucionando globalmente. Sin embargo, si la propagación continúa su trayectoria actual, dicho impacto podría incrementarse y nuestros negocios, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo podrían verse material y adversamente afectados. En la medida en que la pandemia de COVID-19 afecte adversamente nuestros negocios 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 nuestro nivel de endeudamiento, nuestra necesidad de generar

suficientes flujos de efectivo para repagar nuestro endeudamiento, y nuestra habilidad de cumplir con los compromisos contenidos en los acuerdos que componen dicho endeudamiento.

Los acontecimientos políticos en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular.

Desde que el gobierno de Fernández asumió el 10 de diciembre de 2019 se anunciaron e implementaron varias reformas económicas y políticas, incluyendo, entre otras, las siguientes:

- *Emergencia Ocupacional*. A través del Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, el Gobierno de Alberto Fernández declaró la emergencia pública en materia ocupacional por 180 días, prorrogada sucesivamente hasta el 31 de diciembre de 2021 (última prórroga dispuesta por Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 39/2021). Durante ese período, los empleadores deberán abonar el doble de la indemnización correspondiente de conformidad con la legislación vigente en caso de despido sin justa causa.

- *Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva*. Con fecha 23 de diciembre de 2019 entró en vigor la Ley Nro. 27.541 denominada de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Las principales modificaciones introducidas por dicha ley son, entre otras:

    - *Declaración de Emergencia*. Se declaró la emergencia pública en varios ámbitos, y se delegan facultades del Congreso al Poder Ejecutivo para hacer reformas sustanciales en todas esas áreas.

    - *Suspensión de Movilidad Jubilatoria*. Se suspendió por seis meses la Ley de Movilidad Jubilatoria Ley 26.417 sancionada en 2017 bajo la gestión de Mauricio Macri, que sujetaba los aumentos para jubilados, pensionados y beneficiarios de la Asignación Universal por Hijo a una fórmula compuesta por el índice de precios al consumidor ("IPC") (inflación) y la remuneración imponible promedio de los trabajadores estables (RIPTE, variación salarial). Dicha medida fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2020 mediante el Decreto Nro. 542/2020.

    - *Tarifas de servicios públicos*: Se congelaron por 180 días los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural "de jurisdicción nacional", posteriormente prorrogado por 180 días adicionales a partir del 19 de junio de 2020, por medio del Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 543/2020, y posteriormente prorrogado por medio del Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 1020/2020, por 90 días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda. Se intervinieron los entes reguladores y se retomó la competencia nacional sobre las distribuidoras EDENOR y EDESUR.

    - *Retenciones*: Se facultó al Poder Ejecutivo a aplicar derechos de exportación de hasta 33% para soja y derivados y del 15% para trigo y maíz. Los productos industriales y agroindustriales y los servicios tendrán un máximo del 5%. Mediante los Decretos Nro. 789/2020 y 790/2020 se disminuyeron las alícuotas de las retenciones para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2020. Asimismo, mediante el Decreto Nro. 150/2021 se postergó hasta el 31 de diciembre de 2021 la disminución en las alícuotas de las retenciones para las exportaciones. El listado completo de las nuevas alícuotas de los derechos de exportación se encuentra en los Anexos de los Decretos Nro. 789/2020 y 790/2020.

    - *Impuesto PAIS (Para una Argentina Inclusiva y Solidaria)*: Se creó un nuevo impuesto que se aplicará sobre: (a) compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin un destino específico efectuada por residentes en el país; (b) cambio de divisas efectuado por las entidades financieras por cuenta y orden del adquirente, locatario o prestatario destinadas al pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y débito, incluidas las relacionadas con las extracciones o adelantos en efectivo efectuadas en el exterior, así como las compras efectuadas a través de portales o sitios virtuales; (c) cambio de divisas efectuado por las entidades financieras destinadas al pago por cuenta y orden del contratante residente en el país de servicios prestados por sujetos no residentes en el país que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y débito; (d) adquisición de servicios en el exterior contratados a

través de agencias de viajes y turismo del país; y (e) adquisición de servicios internacionales de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática. La alícuota se fija en el 30% sobre el importe total de la operación en el caso de los apartados a) a d), y sobre el precio neto de impuestos y tasas en el caso del apartado e). Son sujetos del impuesto los residentes en el país sean personas humanas o jurídicas o sucesiones indivisas, que realicen alguna de las operaciones detalladas más arriba, en tanto que, si la operación se realiza a través de tarjetas de crédito, compra o débito alcanzará a quienes sean sus titulares o usuarios.

- *Moratoria*: Se estableció una moratoria para deudas fiscales, aduaneras y de los recursos de la seguridad social vencidas al 30/11/2019 inclusive, o por infracciones cometidas a idéntica fecha, sólo aplicable para Micro, Pequeñas y Medianas Empresas.

- *Contribuciones patronales*: Las alícuotas de las contribuciones patronales correspondientes a las leyes 19.032 (INSSJP), 24.013 (Fondo Nacional de Empleo), 24.241 (SIPA) y 24.714 (Asignaciones Familiares) se fijaron en el 20,40% para los empleadores del sector privado cuya actividad principal encuadre en los sectores "servicios" o "comercio" y en la medida en que sus ventas totales anuales superen los límites para la categorización como empresa mediana tramo dos, y en el 18% para los restantes empleadores del sector privado y para las entidades y organismos del sector público comprendidos en el art. 1 de la ley 22.016. Respecto de las contribuciones patronales arriba mencionadas y efectivamente pagadas, se estableció la posibilidad de computar como crédito fiscal de IVA el monto que resulte de aplicar a las mismas bases imponibles las alícuotas diferenciales que se establecen en el Anexo I de la ley en función del área geográfica relevante.

- *Impuesto Sobre los Bienes Personales*: Se sustituyó el art. 25 de la Ley del IBP (conforme se define más adelante) con efectos a partir del período fiscal 2019, inclusive, y con las siguientes novedades relevantes: (a) la escala progresiva de alícuotas de entre el 0,25% y el 0,75% aplicable a las personas físicas y sucesiones indivisas del país se reemplazó con una nueva que varía entre el 0,50% y el 1,25%; y (b) se habilita al Poder Ejecutivo nacional a fijar alícuotas diferenciales superiores de hasta el 2,50% para gravar los bienes situados en el exterior, así como de disminuirla para el caso de verificarse la repatriación del producto de la realización de los activos financieros allí situados. Para tales supuestos se estableció (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.

- *Impuesto a las Ganancias*: Se suspendió hasta los ejercicios que se inicien a partir del 2021, inclusive, la reducción al 25% de la alícuota del impuesto a las ganancias ("IG") aplicable a los sujetos de los incs. a) y b) del art. 73 de la LIG (t.o. 2019) así como el incremento al 13% de la alícuota del impuesto aplicable a la distribución de dividendos contemplada en el segundo párrafo del inc. b) del art. 73 de la LIG (t.o. 2019) y en el art. 97 de dicha norma, estableciéndose que durante el período de suspensión las referidas alícuotas serán del 30% y del 7%, respectivamente. Se derogó a partir del período fiscal 2020 el impuesto cedular respecto de los intereses y rendimientos derivados de los depósitos a plazo efectuados en instituciones sujetas al régimen de entidades financieras, títulos públicos, obligaciones negociables, cuotapartes de fondos comunes de inversión y títulos de deuda de fideicomisos financieros.

- *Impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias y otras operatorias*: Se duplicó la tasa del impuesto aplicable a los débitos correspondientes a las extracciones de efectivo bajo cualquier forma, no resultando de aplicación el referido impuesto respecto de las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o jurídicas que califiquen como micro y pequeñas empresas.

- *Impuestos internos*: Se modificó el régimen aplicable respecto de los bienes comprendidos en el art. 38 de la ley 24.674 (distintos tipos de vehículos automotores, motociclos, chasis con motor, etc.), estableciéndose nuevos límites para exenciones y nuevas bases imponibles, así como la incorporación de nuevas categorías de valores y alícuotas incrementadas según el caso.

- *Restructuración de la deuda pública.* Con el objetivo de restaurar la sostenibilidad de la deuda y recuperar el camino para lograr un crecimiento económico sostenido, el 6 de abril de 2020, la administración Fernández emitió el Decreto 346/2020, que difirió los pagos de los servicios de intereses y

amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en dólares estadounidenses emitida bajo ley argentina (excepto por algunas exenciones) hasta el 31 de diciembre de 2020, o aquella fecha anterior, tal como pueda ser determinada por el Ministerio de Finanzas. Con fecha 8 de agosto de 2020 se publicó la Ley Nº 27.556, mediante la cual el Gobierno Argentino dispuso la reestructuración de su deuda instrumentada en los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley de la República Argentina mediante una operación de canje. El 4 de septiembre de 2020, el Gobierno Argentino anunció los resultados de la etapa temprana de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local, en la que se obtuvo la aceptación del 98,80% de los bonistas. Asimismo, por medio del decreto 391/2020 de fecha 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino lanzó un canje de deuda el "Canje") con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal en que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. El Canje estuvo abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020, fecha que fuera prorrogada sucesivas veces hasta que el 4 de agosto de 2020 el Gobierno Argentino informó haber llegado a un acuerdo con ciertos acreedores a fin de reestructurar su deuda habiendo extendido la fecha para manifestar su consentimiento hasta el 28 de agosto de 2020. El 31 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional anunció que la oferta obtuvo el 93,40% de aceptación, lo que permite el canje del 99,01% de los bonos a ser reestructurados.

- *Modificación del régimen de alquileres*. Desde el 1° de julio de 2020 rige la Ley N° 25.910 que modifica el Código Civil y Comercial en lo que respecta al contrato de locación e introduce cambios en la actualización del valor de los alquileres, el pago de expensas y el plazo de los contratos.
- *Ley de Teletrabajo*: 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, debido a su naturaleza y características particulares, lo permitan. Adicionalmente, 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.
- *Regulaciones relacionadas con el brote del coronavirus.* En línea con los objetivos anunciados de mitigar el impacto del brote del coronavirus en Argentina, frenar su propagación y preservar la salud pública de Argentina, la administración Fernández tomó las siguientes medidas:
    - *Cuarentena nacional.* A través del Decreto Nro. 297/2020 del 19 de marzo de 2020, la administración Fernández estableció la cuarentena nacional (aislamiento social preventivo y obligatorio) hasta el 31 de marzo de 2020, con el objetivo de evitar un brote mayor del coronavirus en Argentina y aplanar la curva de contagio del virus. La cuarentena nacional fue sucesivamente extendida hasta el mes de noviembre de 2020. Mediante Decreto Nro. 875/2020 de fecha 7 de noviembre de 2020, se dispuso el fin del aislamiento y comienzo del distanciamiento social, preventivo y obligatorio hasta el 29 de noviembre, inclusive. Dicho régimen de distanciamiento fue extendido sucesivamente hasta el 9 de abril de 2020. Sin embargo, en virtud del gran aumento de contagios por COVID-19 registrados durante el mes de marzo de 2021, el 8 de abril de 2021, el Presidente Alberto Fernández anunció -mediante el Decreto N° 235/2021- nuevas medidas con el objetivo de contener la segunda ola del virus, incluyendo la prohibición de circulación nocturna, la limitación de horarios comerciales, restricciones para prácticas recreativas, gastronómicas y deportivas en espacios cerrados, suspensión del funcionamiento de los shoppings y los centros comerciales y el cierre temporal de las escuelas, todo ello aplicable al Área Metropolitana de Buenos Aires. Posteriormente, a través del Decreto N° 241/2021, se prorrogaron las nuevas medidas dispuestas anteriormente hasta el 30 de abril de 2021, y luego prorrogadas nuevamente hasta el 21 de mayo de 2021, inclusive.

    - *Ingreso Familiar de Emergencia y subsidio extraordinario.* A través de los Decretos 309/2020 y 310/2020, ambos del 25 de marzo de 2020, la administración Fernández dispuso: (i) una prestación monetaria no remunerativa de $10.000, para desempleados, trabajadores informales, monotributistas inscriptos en las categorías 'A' y 'B', monotributistas sociales y trabajadores de casas particulares, cuyo grupo familiar no perciba otro ingreso; y (ii) un subsidio extraordinario de $3.000 a los beneficiarios de las prestaciones previsionales del SIPA, a los beneficiarios de la Pensión Universal para el Adulto Mayor, a los beneficiarios de pensiones no contributivas por vejez, invalidez, madres de 7 hijos o más, y demás pensiones graciables cuyo pago se encuentra

a cargo de la ANSES. Con fecha 4 de junio de 2020, a través del Decreto 511/2020, la administración Fernández dispuso un nuevo pago el Ingreso Familiar de Emergencia mencionado en el punto (i) anterior, liquidado durante el mes de junio de 2020, por el mismo monto y extendido a las mismas personas descriptas anteriormente. Asimismo, mediante Decreto 626/2020 de fecha 29 de julio de 2020 se dispuso un nuevo pago el Ingreso Familiar de Emergencia que fuera liquidado durante el mes de agosto de 2020.

- *Congelamiento de cuotas de créditos hipotecarios y suspensión de ejecuciones hipotecarias.* A través del Decreto Nro. 319/2020 del 30 de marzo de 2020, la administración Fernández (i) congeló al mes de marzo de 2020 el valor de las cuotas mensuales de los créditos hipotecarios que recaigan sobre inmuebles destinados a vivienda única; y (ii) suspendió hasta el 30 de septiembre las ejecuciones hipotecarias, judiciales o extrajudiciales y los plazos de prescripción y de caducidad de instancia en los procesos de ejecución hipotecaria y de créditos prendarios actualizados por Unidad de Valor Adquisitivo (UVA). Asimismo, mediante el Decreto Nro. 767/2020 del 25 de septiembre de 2020 se extendió hasta el 31 de enero de 2021 el congelamiento del valor de las cuotas por créditos hipotecarios, la suspensión de las ejecuciones hipotecarias y prendarias, los plazos de prescripción y caducidad de instancia en las ejecuciones hipotecarias, y la prórroga de las inscripciones registrales de las garantías hipotecarias.

- *Prohibición de despidos y suspensiones.* A través del Decreto Nro. 329/2020 del 1 de abril de 2020, la administración Fernández prohibió los despidos sin justa causa y por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor; y las suspensiones por las causales de fuerza mayor o falta o disminución de trabajo, por el plazo de 60 días. Dichas medidas se prorrogaron a través del Decreto Nro. 487/2020 de fecha 18 de mayo de 2020, por un plazo de 60 días contados a partir del vencimiento establecido en el Decreto Nro. 329/2020, quedando exceptuadas las suspensiones efectuadas en los términos del artículo 223 bis de la Ley de Contrato de Trabajo y estableciendo que los despidos y/o suspensiones dispuestas en violación al decreto de referencia no producirán efecto alguno, manteniéndose vigentes las relaciones laborales existentes y sus condiciones actuales. Posteriormente, mediante el Decreto Nro. 624/2020 del 29 de julio de 2020 se prorroga nuevamente el plazo de 60 días, contados a partir del vencimiento del plazo establecido anteriormente. Posteriormente, mediante el Decreto Nro. 761/2020 del 24 de septiembre de 2020 se prorroga nuevamente el plazo de 60 días, contados a partir del vencimiento del plazo establecido anteriormente. Posteriormente, mediante el Decreto Nro. 891/2020 del 16 de noviembre de 2020 se prorroga nuevamente el plazo de 60 días, contados a partir del vencimiento del plazo establecido anteriormente. Posteriormente, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 39/2021 del 22 de enero de 2021 se prorroga nuevamente dicho plazo hasta el 31 de diciembre de 2021.

- *Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción.* A través del Decreto 332/2020 del 2 de abril de 2020, tal como fuera modificado y complementado, la administración Fernández creó el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción para empleadores, y trabajadores afectados por la emergencia sanitaria, consistiendo en la obtención de uno o más de los siguientes beneficios, entre otros: (i) la postergación o reducción de hasta el 95% del pago de las contribuciones patronales al SIPA; (ii) Salario Complementario abonado por el Estado Nacional para los trabajadores en relación de dependencia del sector privado; (iii) Crédito a Tasa Cero para personas adheridas al Monotributo y para trabajadores autónomos en las condiciones que establezcan la Jefatura de Gabinete de Ministros y el Banco Central de la República Argentina con subsidio del 100% del costo financiero total; y (iv) sistema integral de prestaciones por desempleo: los trabajadores que reúnan los requisitos previstos en las Leyes Nros. 24.013 y 25.371 accederán a una prestación económica por desempleo. Dichas prestaciones se elevan a un mínimo de $6.000 y un máximo de $10.000.

- *Programa para la emergencia financiera provincial.* Mediante Decreto 352/2020 de fecha 8 de abril de 2020, el Gobierno Argentino creó el programa para la emergencia financiera provincial que tendrá por objeto asistir financieramente a las provincias, mediante la asignación de recursos provenientes del Fondo de Aportes del Tesoro Nacional y otros que se prevean para el otorgamiento de préstamos canalizados a través del fondo fiduciario para el desarrollo provincial,

por un monto total de $ 120.000.000.000, con el objetivo de sostener el normal funcionamiento de las finanzas provinciales y cubrir las necesidades ocasionadas por la epidemia de Covid-19.

- *Creación de fondo específico.* Mediante Decreto de Necesidad y Urgencia 326/2020, el Gobierno Argentino instruyó la constitución de un fondo de afectación específica por 30.000 millones de Pesos denominado Fondo de Garantías Argentino (Fogar) destinado a otorgar garantías a los préstamos a ser otorgados a las micro, pequeñas y medianas empresas que se encuentren en dificultades para el pago de sueldos a empleados.

Se informa que la Emisora no fue ni es beneficiaria de ninguna disposición del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción, ni de ningún otro plan o programa del gobierno con relación al pago de sueldos.

Algunas de las políticas a ser implementadas por el gobierno han generado y pueden generar oposición política y social, lo cual a su vez puede evitar que el gobierno adopte esas medidas tal como las propuso. Aunque la alianza *Frente de Todos* de la que forma parte el Sr. Fernández ganó en la mayoría de las provincias en las elecciones generales, no pudieron ganar la mayoría de las bancas en la Cámara de Diputados del Congreso Nacional. Esto resultará en que el gobierno necesite apoyo político de la oposición para que sus propuestas económicas prosperen y crea más incertidumbre sobre la capacidad del nuevo gobierno para aprobar las medidas que esperan implementar.

No podemos controlar la implementación ni predecir el resultado de las reformas al marco regulatorio que rige nuestras operaciones, ni garantizar que dichas reformas sean implementadas en absoluto o de forma que beneficie nuestras operaciones. El hecho que estas medidas no generen los resultados deseados podría afectar negativamente tanto la economía argentina como nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones, incluyendo aquellas resultantes de las Obligaciones Negociables.

Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

El Peso argentino ha sufrido devaluaciones significativas con respecto al Dólar Estadounidense en el pasado y ha seguido devaluándose frente a esa divisa en los meses recientes. El Peso se depreció un 52,5% en 2015, 21,09% en 2016, un 17,4% en 2017, un 102,2% en 2018, 58,859% en 2019 y 40,508% en 2020.

A pesar de los efectos positivos de la devaluación del Peso sobre la competitividad de ciertos sectores de la economía argentina, también puede tener profundos impactos negativos sobre la economía del país y la situación patrimonial de los ciudadanos y las empresas. La devaluación que el Peso sufrió en los últimos años afectó la capacidad de las empresas argentinas de pagar sus deudas denominadas en moneda extranjera, conllevó un muy alto nivel de inflación, redujo significativamente el salario real y, por lo tanto, tuvo un impacto negativo sobre las empresas cuyo éxito depende de la demanda en el mercado interno, y afectó la capacidad del gobierno argentino de cumplir con sus obligaciones de pago de deuda externa. Si el Peso continuara experimentando una devaluación importante, podrían continuar todos los efectos negativos sobre la economía argentina relacionados con dicha devaluación, con consecuencias adversas para los negocios y, por ende, los resultados de las operaciones de la Emisora, así como también, respecto de su capacidad de honrar sus deudas, entre las que se encuentran las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa.

Por otro lado, un aumento sustancial del valor del Peso frente al Dólar Estadounidense también representa riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del Peso podría afectar las exportaciones, lo cual a su vez podría tener un impacto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo y disminuir los ingresos del sector público argentino al reducirse el cobro de impuestos en términos reales, dado que actualmente es muy dependiente de los aranceles de exportación.

Luego de las elecciones Primarias Abiertas Simultáneas y Obligatorias (PASO) llevadas a cabo el 11 de agosto de 2019 en el país, los mercados reaccionaron de forma negativa produciéndose una depreciación histórica de la moneda nacional. El peso se devaluó casi en un 30% y los índices locales se derrumbaron un 38%. Por su parte, el "riesgo país" escaló por sobre los 2000 puntos el 28 de agosto de 2019. Como resultado del aumento en la volatilidad del Peso argentino, antes de finalizar su mandato, la gestión de Mauricio Macri anunció el restablecimiento de los controles cambiarios a partir de septiembre de 2019, que habían estado vigentes en Argentina entre 2002 y 2015. Por su parte, la administración de Fernández profundizó dichos controles. Para más información sobre los controles de cambio vigentes, véase "*Información Adicional – Controles de Cambio*" de este Prospecto.

Casi todos nuestros ingresos están denominados en Dólar Estadounidense, mientras que algunos de nuestros costos están denominados en Dólar Estadounidense y otros en Pesos. Por lo tanto, las fluctuaciones en el tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el Peso podrían tener un impacto negativo en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones. Adicionalmente, los ingresos futuros por impuestos de Argentina y los resultados fiscales podrían ser insuficientes a los fines de cumplir con sus obligaciones de pago y Argentina podría tener que depender parcialmente de financiamiento adicional del mercado de capitales local o internacional, del Fondo Monetario Internacional ("FMI") y otros potenciales acreedores, a los fines de poder cumplir con sus futuras obligaciones de pago. En el futuro, Argentina y emisores argentinos podría no tener acceso a los mercados de capitales locales o internacionales, lo que podría provocar un efecto materialmente adverso sobre la capacidad de Argentina o de emisores argentinos de cumplir con los pagos adeudados bajo su deuda pública, y a su vez, ello podría afectar materialmente en forma adversa nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

El nivel continuamente alto de la inflación podría afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de nuestras operaciones.

En el pasado, la inflación ha socavado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno para promover condiciones que permitan un crecimiento estable. En años recientes, la Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, materializadas en un aumento significativo de los precios de los combustibles, la electricidad y los alimentos, entre otros factores. De acuerdo con los datos publicados por el INDEC, la tasa de inflación fue del 10,9% en 2010, 9,5% en 2011, 10,8% en 2012, 10,9% en 2013, 38,5% en 2014 y 27,8% en 2015 (entre enero y octubre de 2015, dado que el INDEC discontinuó las publicaciones para los periodos de noviembre y diciembre). Para más información, véase "*Riesgos relacionados con Argentina - La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar una falta de confianza en la economía argentina y a su vez podría limitar nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capital*". Para contrarrestar esta situación, la gestión anterior implementó diversas políticas para controlar la inflación y monitorear los precios de los bienes y servicios básicos, incluyendo el congelamiento de precios de productos y servicios clave, y la celebración de acuerdos de precios con empresas privadas en varias industrias y mercados.

La inflación continuó en aumentó durante 2016, impulsado en buena medida por la depreciación del Peso, pero estos índices no fueron publicados por el gobierno nacional, ya que se había declarado la emergencia estadística. Conforme la información publicada por la Provincia de San Luis, el IPC creció en un 31,57% en 2015 y la tasa de inflación fue de 6,49%, 4,19%, 2,71%, 2,98% y 3,39% en diciembre de 2015 y enero, febrero, marzo y abril de 2016, respectivamente. En junio de 2016, el INDEC finalizó sus publicaciones del IPC, luego de la implementación de reformas metodológicas y ajustes de ciertos índices macroeconómicas. De conformidad con el INDEC, el índice de inflación nacional fue 24,8% en 2017, 47,6% en 2018, 53,8% en 2019 y 36,1% en 2020; mientras que en enero y febrero de 2021 ha sido de 4,0% y 3,6%, respectivamente.

Los altos niveles de inflación socavan la competitividad de Argentina en el mercado externo al diluir los efectos de una depreciación del Peso, efectos adversos sobre los niveles de actividad económica y empleo, y podrían afectar la confianza en el sistema financiero argentino, lo que podría limitar aún más el acceso de las compañías argentinas al crédito nacionales e internacionales. Asimismo, parte de la deuda argentina es ajustada en función del Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER"), un índice monetario fuertemente vinculado a la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación generaría un aumento de la deuda externa argentina y, por lo tanto, de las obligaciones financieras de Argentina, que podría exacerbar su efecto sobre la economía argentina. Si los niveles de inflación se mantuvieran o se elevaran en el futuro, el desarrollo de la economía argentina podría verse afectada y el acceso al crédito podría volverse más restrictivo.

En tal sentido, conforme al Relevamiento de Expectativas del Mercado ("REM") correspondiente al mes de enero de 2021, el BCRA anunció nuevas metas de inflación para los años 2021, 2022 y 2023 del 50%, 39% y 30,2%, respectivamente. La continua devaluación del Peso, así como un ajuste tarifario de los servicios públicos, podrían generar un nuevo aumento de la inflación.

Si bien casi todos nuestros ingresos están denominados en Dólares Estadounidenses, algunos de nuestros costos están denominados en Dólares Estadounidenses y otros en Pesos. En tal sentido, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones pueden verse substancialmente afectados si los niveles de inflación superan la depreciación del Peso. Asimismo, ya que algunos de nuestros costos se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses (como algunos repuestos de nuestras turbinas), el índice de inflación en Dólares Estadounidenses también podría afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones, a pesar de que nuestros ingresos en virtud de los PPAs se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses.

La Emisora no puede asegurar que la inflación y/u otros acontecimientos políticos, sociales y económicos

futuros en Argentina relacionados con los altos niveles de inflación, los cuales la Emisora no controla, no afectarán adversamente su situación patrimonial o los resultados de sus operaciones, incluyendo su capacidad de pago de los servicios de capital y/o intereses de sus deudas a su vencimiento, incluyendo las Obligaciones Negociables.

La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar una falta de confianza en la economía argentina y a su vez podría limitar nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capital.

Desde 2007, el INDEC ha atravesado un proceso de reforma institucional y metodológica que dio lugar a ciertas controversias respecto de la confiabilidad de la información producida por dicho organismo, incluyendo los índices de inflación y desempleo, y el PBI. Esto ha afectado la credibilidad del IPC y otros índices publicados por el INDEC, y se ha afirmado que la tasa de inflación y las demás tasas calculadas por el INDEC podrían haber sido más altas de las que indicaban oportunamente los informes oficiales.

Por ello, el 8 de enero de 2016, el gobierno declaró al sistema de estadísticas nacionales y al INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016 y anunció que el INDEC experimentaría ciertas reformas metodológicas y ajustes de ciertas estadísticas macroeconómicas en función de dichas reformas. En tal sentido, el INDEC suspendió temporalmente la publicación de datos oficiales hasta finalizar la reorganización de su estructura técnica y administrativa. Mientras tanto, el gobierno de Macri publicó un IPC alternativo calculado en función de los datos para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la provincia de San Luis. En junio de 2016, el INDEC volvió a publicar el IPC y revisó los datos sobre el PBI para los años 2006 a 2015, luego de implementar ciertas reformas metodológicas y de ajustar ciertas estadísticas macroeconómicas. Al calcular el PBI real para los años posteriores en función del PBI revisado para 2004, el INDEC utilizó coeficientes de deflación consistentes con su metodología revisada para el cálculo de la inflación. Al calcular índices de inflación menores a los valores reales en el pasado el INDEC sobreestimó el crecimiento en términos reales. Los ajustes realizados por el INDEC arrojaron un crecimiento del PBI real para el periodo 2004-2015 del 48,72%, en lugar del 63% calculado para el mismo periodo en función de la información utilizada con anterioridad a junio de 2016.

La capacidad de la Emisora de acceder al crédito y al mercado de capitales para financiar sus operaciones y crecimiento en el futuro podría verse aún más limitada por la incertidumbre relacionada con la exactitud de los índices económicos en cuestión, lo cual podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de la Emisora, incluida su capacidad de honrar los pagos debidos bajo las Obligaciones Negociables.

La capacidad de Argentina de obtener financiamiento de los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento.

El default soberano declarado por Argentina en 2001 y la demora para reestructurar íntegramente su deuda soberana y negociar con los *holdouts* ha limitado las posibilidades del país de acceder a fuentes de financiamiento internacional y puede continuar haciéndolo en el futuro. Como consecuencia de la reestructuración de deuda que tuvieron lugar en 2005 y 2010, Argentina reestructuró aproximadamente el 92% de su deuda en default. Sin embargo, aquellos que se negaron a participar en las reestructuraciones demandaron a Argentina en varios países para obtener el pago de sus créditos, incluso en Estados Unidos. Finalmente, luego de una larga controversia entre éstos y la Argentina, el gobierno alcanzó acuerdos con tenedores de una porción significativa de los bonos en default y canceló sus deudas con la mayoría de los *holdouts* mediante la emisión de bonos por US$ 16.500 millones a 3, 5, 10 y 30 años, el 22 de abril de 2016. Por medio de dicha emisión, Argentina recuperó acceso a los mercados de capitales internacionales. Si bien el monto de los reclamos involucrados ha disminuido considerablemente, continúan pendientes de resolución en diversas jurisdicciones los procesos iniciados por los tenedores que no aceptaron la oferta de Argentina.

Asimismo, los accionistas extranjeros de varias empresas argentinas han presentado reclamos con el argumento de que las medidas adoptadas por el gobierno argentino o sus subdivisiones políticas incumplen con los estándares de trato justo y equitativo y otros estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión suscritos por Argentina. Adicionalmente, se presentó una demanda contra Argentina en los tribunales de Nueva York por la compañía de energía Petersen Energía Inversora S.A., reclamando compensación por acciones que poseía de la ahora nacionalizada YPF S.A ("YPF") compañía de energía. Estos reclamos pendientes podrían llevar a sentencias adversas sustanciales contra el país, embargos o medidas cautelares sobre los activos argentinos o podrían hacer caer a la Argentina en cesación de pagos respecto de sus obligaciones, lo que podría impedir que la Argentina obtenga condiciones o tasas de interés favorables al acceder a los mercados de capitales internacionales o que no acceda a financiamiento internacional en absoluto. A la fecha, varias de estas disputas se han solucionado y un número significativo de casos están en proceso o han

sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

Durante 2018, el gobierno llegó a un acuerdo con el FMI, quien aprobó una línea de crédito en favor de Argentina por US$ 50.000 millones con una duración de 26 meses, bajo la modalidad "stand-by", en el marco de una creciente presión cambiaria y volatilidad de los mercados debido a la suba de la tasa de interés en Estados Unidos. Los compromisos más importantes asumidos por Argentina en el marco del acuerdo con el FMI fueron reducir el déficit fiscal, reducir la inflación, dotar de mayor autonomía al BCRA y reducir el stock de deuda que el tesoro nacional tenía con el BCRA para el financiamiento del déficit fiscal. En agosto de 2018, el gobierno argentino reconoció la incapacidad de cumplir las metas que había acordado originalmente con el FMI y solicitó un incremento en el monto total de la línea de crédito otorgada oportunamente de US$ 50.000 millones a US$57.100 millones y el adelanto de las fechas de los desembolsos acordadas. El 28 de septiembre de 2018, el FMI aprobó las modificaciones al acuerdo original celebrado con el gobierno argentino. Hasta la fecha del presente Prospecto, el FMI ha girado a la Argentina bajo el acuerdo aproximadamente US$ 46.100 millones. Sin embargo, la volatilidad cambiaria y en las tasas de interés durante los últimos meses de 2019 han puesto en cuestionamiento la habilidad del gobierno para cumplir los estándares determinados por el acuerdo. Como consecuencia de la incertidumbre política y económica, el FMI decidió posponer el siguiente desembolso previsto originalmente para el mes de septiembre de 2019. Por su parte, el gobierno de Alberto Fernández ya ha anunciado que no tienen intención de solicitar desembolsos adicionales bajo dicho acuerdo con el objetivo de renegociar los términos de repago del acuerdo con el FMI como consecuencia de la imposibilidad de la Argentina de poder cumplir con sus obligaciones de pago bajo el mismo en los términos en los que fue firmado. Adicionalmente, el 19 de febrero de 2020, el FMI publicó un comunicado por medio del cual sostuvieron que la deuda argentina era insostenible. 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, cuyos términos siguen siendo inciertos, 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.

Con los objetivos mencionados de restaurar la sostenibilidad de la deuda y recuperar el camino para lograr un crecimiento económico sostenido, el 6 de abril de 2020, la administración Fernández emitió el Decreto 346/2020, que difiere los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en dólares estadounidenses emitida bajo ley argentina (excepto por algunas exenciones) hasta el 31 de diciembre de 2020, o aquella fecha anterior, tal como pueda ser determinada por el Ministerio de Finanzas. Con fecha 8 de agosto de 2020 se publicó la Ley Nº 27.556, mediante la cual el Gobierno Argentino dispone la reestructuración de su deuda instrumentada en los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley de la República Argentina mediante una operación de canje. El 4 de septiembre de 2020, el Gobierno Argentino anunció los resultados de la etapa temprana de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local, en la que se obtuvo la aceptación del 98,80% de los bonistas.

En este sentido, por medio del decreto 391/2020 de fecha 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino lanzó un canje de deuda (el "Canje") con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal en que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. El Canje estuvo abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020, fecha que fuera prorrogada sucesivas veces hasta que el 4 de agosto de 2020 el Gobierno Argentino informó haber llegado a un acuerdo con ciertos acreedores a fin de reestructurar su deuda habiendo extendido la fecha para manifestar su consentimiento hasta el 28 de agosto de 2020. El 31 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional anunció que la oferta obtuvo el 93,40% de aceptación, lo que permite el canje del 99,01% de los bonos a ser reestructurados.

Adicionalmente, el 12 de abril de 2021, una delegación del Gobierno Argentino encabezada por el Ministro de Economía Martín Guzmán realizó una gira por Europa con el principal objetivo de entablar conversaciones con el Club de París para renegociar su deuda con dicho organismo, de cara a los vencimientos establecidos para el 30 de mayo de 2021 por un total de U$S 2.300 millones de dólares.

Como resultado, no podemos asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del Gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas

acciones legales contra el Gobierno Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del Gobierno Argentino de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, si la Argentina incumpliera en el pago de sus obligaciones o no lograra renegociar su deuda, eso resultaría en un mayor aislamiento financiero de Argentina y de las empresas privadas argentinas, lo que traería como consecuencia una imposibilidad de Argentina o de emisores argentinos de acceder a los mercados internacionales con el fin de obtener financiamiento (incluyendo fondos nuevos, refinanciaciones de deuda u obtener o mantener cartas de crédito para cumplir con nuestras obligaciones bajo nuestros acuerdos contractuales), y afectar negativamente, a su vez, las condiciones de crédito local y exacerbar aún más la situación económica y política de la Argentina.

Altos niveles de gasto público podrían resultar en consecuencias adversas a largo plazo para la economía de Argentina.

En años recientes, el gobierno nacional ha incrementado sustancialmente el gasto público. En 2016 y 2017, el gasto público nacional se incrementó en un 37,00% y 21,8% año tras año, respectivamente (medido en valores nominales de Pesos argentinos) y el gobierno ha reportado déficit fiscal primario de 4,6% y 3,8% del PBI, respectivamente, de conformidad con los informado por el Tesoro argentino. En 2018, el gasto público nacional aumentó en un 22,4% y el gobierno reportó un déficit fiscal primario de 2,4% del PBI. En 2019 y 2020, el gasto público nacional aumentó un 37,2% y 52,7%, respectivamente, y el gobierno reportó un déficit fiscal primario de 0,96% y del 6,5%% del PBI, respectivamente. Durante los años recientes, el gobierno argentino ha recurrido al BCRA y al ANSES (conforme se define más adelante) a los fines de aliviar parcialmente sus necesidades de financiamiento. A mayor abundamiento, el resultado del déficit fiscal podría verse negativamente afectado en el futuro si el gasto público continúa incrementándose a niveles más altos que los ingresos debido a, por ejemplo, beneficios de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y aumentos en el gasto de obra pública y subsidios, incluyendo subsidios a los sectores de energía y transporte. Un mayor deterioro respecto de las arcas fiscales podría negativamente afectar la capacidad del gobierno para acceder a los mercados financieros a largo plazo y a su vez podría resultar en una mayor limitación a las compañías argentinas (incluyendo la Emisora) respecto del acceso a dichos mercados. Adicionalmente, un mayor deterioro en las arcas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno argentino para continuar subsidiando a los consumidores del sector energético.

Las medidas del gobierno para abordar un eventual malestar social podrían impactar negativamente en la economía.

Durante la crisis económica de 2001-2002, la Argentina experimentó disturbios sociales y políticos, incluyendo malestar civil, saqueos, protestas a nivel nacional, huelgas y demostraciones de disconformidad en las calles. Durante los gobiernos que sucedieron la mencionada crisis, el Estado profundizó su intervención directa en la economía, por ejemplo, mediante expropiaciones o nacionalizaciones, controles de precios, renegociación forzosa o modificación de contratos existentes, suspensión de la exigibilidad de los derechos de los acreedores y derechos de los accionistas, nuevas políticas tributarias, incluyendo aumento de regalías e impuestos y reclamos de impuestos retroactivos, así como cambios en leyes, reglamentaciones y políticas que han afectado el comercio exterior y las inversiones, entre otras medidas intervencionistas.

En esa línea, en 2008, el gobierno absorbió y reemplazó el sistema de pensiones privado existente por un sistema de pensiones público. Como resultado de ello, todos los recursos administrados por los fondos de pensiones privados, incluyendo participaciones accionarias significativas en un gran porcentaje de compañías listadas, fueron transferidas a un fondo separado (*Fondo de Garantía de Sustentabilidad o el "*FGS*")* a ser administrado por la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES"). La disolución de los fondos privados de pensiones y la transferencia de sus activos financieros a favor del FGS provocó importantes repercusiones sobre el financiamiento de compañías del sector privado. Instrumentos de deuda y acciones que anteriormente podían ser colocados entre las administradoras de fondos de pensiones se encuentran actualmente sujetos a la discrecionalidad del ANSES. Siendo que el ANSES adquirió participaciones accionarias en compañías de capitales privados a través del proceso de reemplazo del sistema de pensiones, el ANSES tiene la facultad de designar representantes del gobierno nacional en los directorios de dichas compañías. De conformidad con el Decreto Nº 1.278/2012, emitido por el Poder Ejecutivo el 25 de julio de 2012, los representantes del ANSES deben reportar directamente al Ministerio de Hacienda de la Nación y se encuentran sujetos a un régimen informativo mandatorio, bajo el cual, entre otras obligaciones, dichos representantes deben informar inmediatamente al Ministerio de Hacienda de la Nación, el orden del día de cada reunión de directorio y proveer la documentación correspondiente.

Asimismo, en mayo de 2012, el Congreso nacional aprobó la ley que autorizó la expropiación del 51% del capital accionario de YPF S.A. (en adelante, "YPF") la principal empresa petrolera de Argentina, cuyas acciones eran de titularidad de Repsol, S.A. y sus afiliadas. En febrero de 2014, el gobierno argentino y Repsol, a quien YPF le fuera expropiada, anunciaron un acuerdo sobre los términos de la indemnización correspondiente a Repsol por la expropiación de las acciones de YPF, dando por finalizado el reclamo presentado por Repsol ante el CIADI. Esta indemnización totalizó US$ 5.000 millones pagaderos mediante la entrega de bonos soberanos argentinos con varios vencimientos.

En febrero de 2015, el gobierno argentino envió un proyecto de ley al Congreso nacional a los fines de revocar ciertas concesiones, devolver la red de vías nacionales al control estatal y dotarlo de facultades para revisar la totalidad de las concesiones vigentes a tal fecha. Dicho proyecto fue aprobado el 20 de mayo de 2015 mediante la Ley Nº 27.132.

El día 8 de junio de 2020 el presidente Alberto Fernández anunció la intervención del Grupo cerealero Vicentin, a través de un Decreto de Necesidad y Urgencia. Además, el Gobierno anticipó que remitirá al Congreso de la Nación un proyecto de ley de expropiación de la firma, el cual la declarará "de utilidad pública". La empresa Vicentin es una de las más grandes exportadoras de cereales y derivados -principalmente, harinas y aceites- y es la principal fuente de divisas genuinas del país. Actualmente, Vicentin se encuentra en concurso preventivo de acreedores, y el Gobierno anunció que dicha intervención permitiría su continuidad y garantizaría su producción. El Presidente precisó que todos los activos del Grupo Vicentin pasarían a ser parte de un grupo fiduciario que estaría a cargo de la empresa YPF Agro. Sin embargo, en fecha 31 de julio de 2020 el Gobierno dispuso la derogación del DNU 522/2020 que ordenaba la intervención del Grupo Vicentin 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.

Si el gobierno de Fernández continúa intentando implementar políticas similares en el futuro para paliar los distintos conflictos sociales que existen o que pudieran acontecer, estas medidas podrían resultar perjudiciales para la Emisora y afectar la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables. Acciones adicionales tomadas por el gobierno argentino relacionadas con la economía, incluyendo decisiones relativas a tasa de interés, impuestos, control de precios, aumentos salariales, beneficios adicionales a empleados y controles del tipo de cambio podrían continuar teniendo un efecto materialmente adverso en el crecimiento económico de la Argentina y a su vez, afectar nuestras condiciones financieras y resultados de nuestras operaciones. Cualquier política gubernamental adicional establecidas a los fines de prevenir, o en respuesta a, el malestar social podría afectar materialmente la economía y, en consecuencia, nuestro negocio, el resultado de nuestras operaciones y nuestra condición financiera.

Los controles cambiarios y las restricciones a los ingresos y egresos de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectar de manera adversa a la economía argentina y, como consecuencia, a nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

Durante 2001 y la primera mitad de 2002, la Argentina experimentó un retiro masivo de depósitos del sistema financiero como consecuencia de la falta de confianza en la capacidad del gobierno argentino de pagar su deuda y sostener la paridad entre el Peso y el Dólar Estadounidense. Esta situación provocó una crisis de liquidez en el sistema financiero argentino, que llevó al gobierno a imponer controles cambiarios y restricciones a las transferencias de divisas, limitando sustancialmente la capacidad de las empresas de retener moneda extranjera o girar pagos al exterior. Si bien la situación del sistema financiero local ha mejorado, las restricciones a retiro de depósitos se han eliminado y los depósitos en Dólares Estadounidenses a lo largo de los últimos años han aumentado considerablemente, no puede garantizarse que ciertas circunstancias económicas y/o políticas y/o financieras no desencadenen nuevamente un retiro masivo de depósitos de los bancos, originando problemas de liquidez y solvencia en las entidades financieras, resultando en una contracción del crédito disponible y en la imposición de restricciones similares u otras medidas cambiarias.

Además de las restricciones cambiarias aplicables a las transferencias de fondos, en junio de 2005 el estado argentino adoptó diversas normas y reglamentaciones que establecieron nuevos controles restrictivos a los ingresos de capitales al país, que incluían el requisito de que, para ciertos fondos remitidos a la Argentina, se depositara una suma equivalente al 30% de la transferencia en una cuenta abierta en una institución financiera local en concepto de depósito en Dólares Estadounidenses por el plazo de un año, suma que no devengaría intereses, beneficios ni otro uso como garantía de otra transacción.

Desde 2011 hasta que el presidente Macri asumió en diciembre de 2015, el gobierno argentino incrementó los controles en la venta de divisas extranjeras y la adquisición de activos extranjeros por residentes locales, limitando la posibilidad de transferir fondos al exterior. Asimismo, como resultado de regulaciones emitidas durante 2012,

ciertas operaciones de cambio requerían aprobación previa de la AFIP. Por medio de una combinación entre regulaciones cambiarias e impositivas, la administración de Fernández de Kirchner limitó significativamente el acceso al MULC, tanto para personas físicas como para personas jurídicas del sector privado. Adicionalmente, durante los últimos años de la administración Fernández de Kirchner, el BCRA requería una aprobación *de facto* para ciertas operaciones de cambio que de otra manera estarían autorizadas según las regulaciones aplicables, como por ejemplo pagos de dividendos o el repago de capital en préstamos intercompany, como así también las importaciones de bienes, regulando la cantidad de moneda extranjera disponible para que las empresas realicen ese tipo de transacciones. El número de regulaciones cambiarias introducidas en el pasado, y particularmente después de 2011 y durante la administración Fernández de Kirchner, llevaron a la creación de un mercado cambiario extraoficial, y el tipo de cambio entre Peso/Dólar Estadounidense en ese mercado difería sustancialmente del tipo de cambio entre Peso/Dólar Estadounidense del mercado oficial.

Durante la primera mitad del gobierno de Mauricio Macri, se llevó adelante un programa cuyo objetivo era aumentar el nivel de reservas internacionales depositadas en el BCRA a través de la celebración de ciertos acuerdos con entidades argentinas y extranjeras. Como resultado de las medidas tomadas de conformidad con dicho programa, el nivel de reservas internacionales en el BCRA logró ascender a un máximo de US$ 77.481 millones el 9 de abril de 2019.

Sin embargo, tras las elecciones primarias que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el sistema financiero argentino experimentó una inestabilidad cambiaria generalizada acompañada de un retiro masivo de los depósitos en dólares, lo cual impactó fuertemente en el nivel de reservas internacionales, las cuales llegaron a un nivel de US$ 43.260 el 31 de octubre de 2019. Ante esa situación, con el objeto de apaciguar la pérdida de reservas internacionales, con fecha 1 de septiembre de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad de Urgencia N° 609/2019, complementado por la Comunicación "A" 6770 emitida por el BCRA en la misma fecha, mediante el cual se reestablecieron los controles de cambio al ingreso y al egreso de divisas en la Argentina. Los controles de cambio fueron inicialmente implementados hasta el 31 de diciembre de 2019, pero posteriormente fueron extendidos indefinidamente, e incluso se implementaron más estrictos y mayores controles. Para mayor información sobre los controles de cambio vigentes, véase "*Información Adicional – Controles de Cambio*" de este Prospecto.

A la fecha de este Prospecto, no podemos predecir el impacto que tendrán estas medidas y otras que en el futuro adopte el gobierno en la economía del país en su totalidad, en el sector financiero y en la posibilidad de las empresas argentinas (incluyendo la Emisora) de honrar sus obligaciones denominadas en Dólares. Un entorno económico internacional menos favorable, la falta de estabilidad, la competitividad del Peso frente a otras monedas extranjeras, la disminución de los niveles de confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, una mayor tasa de inflación y futuras incertidumbres políticas, entre otros factores, podrían afectan el desarrollo de la economía argentina y causar volatilidad en los mercados de capitales locales.

Las medidas del gobierno, así como la presión de los sindicatos, podrían requerir aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, lo cual podría incrementar los costos operativos de la Emisora.

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, en especial por la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N° 14.250, que disponen, entre otras cosas, 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 o por sindicato. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes quedan obligadas por la decisión final una vez que cuenta con la homologación de la autoridad laboral y deben observar los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se les aplica el convenio colectivo de trabajo pertinente. Además, cada empresa puede, sin perjuicio de los incrementos salariales obligatorios acordados con el sindicato, dar a sus empleados incrementos adicionales en función de mérito o beneficios en virtud de un esquema de compensación variable.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han sufrido una considerable presión de sus empleados y de las organizaciones gremiales para aumentar los salarios y brindar beneficios adicionales a los trabajadores. A causa de los elevados niveles de inflación, los trabajadores y las organizaciones gremiales han reclamado y podrían continuar reclamando incrementos salariales significativos año tras año. En el pasado, el estado argentino dictó leyes, reglamentaciones y decretos que exigían a las empresas del sector privado mantener niveles salariales mínimos y brindar a los empleados beneficios determinados.

Actualmente, el Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo, Vital y Móvil estableció el

salario mínimo vital y móvil a partir del 1 de marzo de 2021 en la suma de $ 21.587,50. Sin embargo, debido a los altos índices de inflación, los empleadores del sector público y privado soportan gran presión de los sindicatos y sus empleados para obtener nuevos aumentos, sin embargo, la discusión sobre las paritarias para el año 2020 se encuentra suspendida en virtud de la emergencia que atraviesa la Argentina con motivo de la pandemia del COVID-19.

A través del Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, el gobierno de Alberto Fernández declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días. En tal sentido, en caso de despido sin justa causa durante dicho plazo, la trabajadora o el trabajador afectado tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad con la legislación vigente. Asimismo, por medio del Decreto Nro. 329/2020, el gobierno argentino dispuso, en el marco del brote de coronavirus (i) la prohibición de despidos sin causa y con causa en fuerza mayor o falta/disminución de trabajo no imputable al empleador; y (ii) la prohibición de suspensiones decididas por empleadores invocando la fuerza mayor o la falta/disminución de trabajo no imputable al empleador, en cada caso, por un período de 60 días hábiles desde la fecha de su publicación el 1 de abril de 2020. Dichas medidas han sido prorrogadas sucesivamente. La prórroga más reciente fue implementada mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 39/2021 del 22 de enero de 2021 que extiende la vigencia de las medidas hasta el 31 de diciembre de 2021.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que impliquen aumentos salariales o reconozcan beneficios adicionales para los trabajadores; tanto la masa de trabajadores como los sindicatos pueden presionar para lograr dichas medidas. Cualquier incremento en los salarios o en los beneficios a los trabajadores podría generar mayores costos y reducir los resultados operativos para las empresas argentinas, incluida la nuestra.

Una caída sostenida de los precios globales para los principales commodities que exporta la Argentina podría tener un efecto adverso para el crecimiento económico de la Argentina.

Los precios elevados de los *commodities* contribuyeron significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como de los ingresos que el estado percibió en concepto de impuestos sobre las exportaciones. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos, como la soja, volvió a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones de los *commodities* correspondientes a las principales exportaciones argentinas de productos básicos han caído durante el 2015, lo cual tuvo un efecto adverso en el crecimiento económico del país. Aunque los precios crecieron y se estabilizaron entre 2016 y 2020, si los precios internacionales de los *commodities* cayeran, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Asimismo, a causa de condiciones climáticas adversas puede verse afectada la producción de dichos bienes del sector agrícola, que representan una porción significativa de los ingresos argentinos procedentes de exportaciones.

Tales circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de ingresos para el estado, en las divisas disponibles y en la capacidad del estado para cumplir con el servicio de su deuda soberana, y podría generar presiones recesivas o inflacionarias, según cuál sea la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados impactaría de manera adversa en el crecimiento económico de la Argentina y, por lo tanto, en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones.

Las medidas adoptadas por el gobierno para reducir la inflación y el déficit fiscal podrían afectar los negocios de la Emisora.

En línea con los compromisos asumidos por la Argentina frente al FMI en el acuerdo firmado con dicho organismo en 2018, el gobierno anterior de Mauricio Macri tomó medidas para balancear el presupuesto nacional a través de una serie de medidas fiscales tales como la eliminación de los subsidios a los servicios públicos existentes, incluidos los aplicables a los servicios de electricidad y gas. El déficit fiscal primario en diciembre de 2016 fue de 4,6%, comparado con 5,4% de diciembre 2015, mientras que el déficit de diciembre de 2017 fue del 3,9%, comparado con 2,4% de diciembre de 2018. El objetivo final del gobierno de Macri era equilibrar el presupuesto primario para 2019 con un déficit fiscal primario de 0% del PBI. Al finalizar el gobierno de Macri se estimaba un déficit primario menor a 1% del PBI.

Asimismo, el gobierno de Macri adoptó diversas medidas para bajar la inflación, tales como fijar metas anuales. Las metas de inflación fijadas por el gobierno nacional junto con el BCRA eran de 12% a 17% para 2017, 8% a 12% para 2018 y de 3,5% a 6,5% para 2019. El 28 de diciembre de 2018 estas metas fueron modificadas a la vez que se tomó la decisión de reducir la tasa de referencia de política monetaria. Las nuevas metas generaron desconfianza en el mercado, por lo que la inflación se aceleró y el tipo de cambio también se vio afectado. Con el objetivo de contrarrestar la alta inflación, el gobierno de Macri aumentó la tasa de interés, lo cual incrementó significativamente el costo de financiamiento a través del mercado local. A pesar de estas medidas, el gobierno

de Macri no logró controlar la inflación, la cual alcanzó el 53,8% para 2019.

El Sr. Fernández informó que está dispuesto a cumplir con los compromisos asumidos con el FMI, aunque evitando realizar recortes al gasto público, por lo que su intención es renegociar las metas del acuerdo. El presidente remarcó que la primera regla es cumplir con los compromisos, pero para ello debatirá con el FMI el tiempo que necesita Argentina para volver a poner en marcha su economía en recesión desde hace más de año y medio.

A la fecha del presente Prospecto, la Emisora no puede prever con exactitud cuáles serán las consecuencias sobre la economía argentina en general o sobre la actividad de la Emisora en particular, que tendrán las medidas que se adoptarán a fines de cumplir con las directivas del FMI, ni la probabilidad del cumplimiento de dicho acuerdo.

Las medidas que el gobierno y el BCRA pudieran tomar para cumplir con los objetivos fiscales y de inflación actuales o futuras, podrían afectar negativamente la actividad de la Emisora, afectando inevitablemente su capacidad de pago bajo las Obligaciones Negociables.

La economía argentina podría resultar afectada de manera adversa por sucesos económicos en otros mercados globales.

La economía argentina es vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los mayores socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría acarrear un impacto adverso sustancial en la balanza comercial de Argentina y afectar en forma adversa el crecimiento económico del país. La menor demanda de exportaciones argentinas podría tener un efecto adverso sustancial en el crecimiento económico de la Argentina. Por ejemplo, las devaluaciones de magnitud considerable en las monedas de Brasil y China y la desaceleración de sus respectivas economías podrían afectar negativamente a la economía argentina.

Asimismo, los mercados financieros y de valores en la Argentina se vieron influenciados por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados del mundo. Eso fue lo que ocurrió en 2008, cuando la crisis económica global llevó a un repentino deterioro de la Argentina en 2009, que fue acompañado por presiones inflacionarias, depreciación del Peso y una caída de la confianza de consumidores e inversores. Si bien las condiciones económicas varían de un país a otro, la percepción que tienen los inversores acerca de los hechos ocurridos en un país puede afectar sustancialmente los flujos de capitales hacia otros países. Las reacciones de los inversores internacionales a los hechos que ocurren en un mercado a veces demuestran un efecto “contagio” donde toda una región o clase de inversión resulta desfavorecida por los inversores internacionales. La Argentina podría verse afectada de manera adversa por sucesos económicos o financieros negativos en otros países, lo cual a su vez puede causar un efecto adverso en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones. Los menores ingresos de capitales y la caída en los precios de los títulos valores afectan negativamente a la economía real de un país por vía de tasas de interés más altas o volatilidad monetaria. Además, la Argentina también puede resultar afectada por sucesos que ocurren en otros países que tienen incidencia en los ciclos económicos mundiales.

La economía internacional muestra señales contradictorias de crecimiento global, lo cual lleva a una incertidumbre financiera considerable. Por otra parte, la posibilidad de la Argentina y de las compañías locales de poder recurrir a los mercados de deuda para financiarse, depende en gran medida de la estructura de tasas de interés en Estados Unidos y de la política monetaria implementada por la Reserva Federal de los Estados Unidos. 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. 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. Cualquier eventual aumento de la tasa de referencia americana y en general de los estados pertenecientes a las economías desarrolladas, podría aumentar el riesgo país, dilatando el costo de endeudamiento para la Argentina y para las compañías locales.

Además, se desconoce qué efecto se produciría en el sistema financiero global si algún país o alguna de las entidades financieras globales más importantes del mundo cayera en estado de insolvencia, ni los efectos que tal situación podría producir sobre el resto del sistema. No puede garantizarse que estas situaciones de carácter mundial, o similares o asimilables, puedan volver a tener lugar, con los consecuentes posibles efectos significativos de largo plazo en América Latina y en Argentina, principalmente en la falta de acceso al crédito internacional, menores demandas de los productos que Argentina exporta al mundo, y reducciones significativas

de la inversión directa externa.

El 23 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. Los efectos del Brexit son aún inciertos, pero se prevé que a raíz de esto sea posible observar, entre otras cosas, volatilidad en los mercados financieros. 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 el intercambio comercial de Argentina con dichas potencias.

Recientemente, Joseph Biden fue electo como presidente de los Estados Unidos de América. La expectativa por parte de la prensa y los mercados es que una presidencia de Biden no implicaría cambios radicales en la economía del país, ya que no cuenta con las mayorías necesarias en el senado para implementar reformas sustanciales. Asimismo, el presidente resaltó en su campaña la necesidad de que el país vuelva a trabajar con sus aliados europeos. Cambios en lo social, político, regulatorio y condiciones económicas en los Estados Unidos y/o en las leyes y políticas respecto del comercio exterior podrían generar incertidumbre en los mercados internacionales y tener un efecto negativo en las economías en vías de desarrollo, incluida la economía argentina, que podrían tener un impacto negativo en nuestras operaciones. El comercio exterior argentino es altamente dependiente de la economía brasileña; por lo tanto, un continuo deterioro de la economía de Brasil y de sus relaciones con Argentina podría conducir al deterioro de la balanza comercial de Argentina. Otras crisis políticas y económicas brasileñas que pudieran ocurrir podrían afectar negativamente a la economía argentina. Sin perjuicio de lo antedicho, la economía brasileña creció un 1,1% tanto en 2017 como en 2018, y un 0,9% en 2019.

A lo largo de 2019 se han observado diversas protestas a lo largo de América Latina, contra medidas de austeridad o la corrupción política en la región. En Chile, la causa inmediata de estos sucesos fue el alza en la tarifa del sistema público de transporte de Santiago, lo que derivó en varios focos de protestas y disturbios violentos a lo largo del país reclamando la adopción de un cambio en la política económica y la reforma de su constitución nacional. Como resultado, en octubre de 2020 se llevó a cabo en Chile un plebiscito para decidir si el país debía elaborar una nueva constitución y a través de qué mecanismo debía hacerlo, si una Convención Constituyente totalmente electa, con la paridad de género, o una convención mixta integrada por los actuales miembros del Congreso y ciudadanos elegidos. La opción "Apruebo" para redactar una nueva Constitución ganó por una mayoría del 78% de la votación, y la segunda votación, la opción de elegir "Convención Constitucional" obtuvo el 79% de los votos. Se trató del primer referéndum nacional desde que se inició la transición a la democracia en Chile en 1988 y 1989.

En cuanto a Bolivia, Evo Morales renunció a su cargo de presidente en un contexto de protestas, presión social y acusaciones de fraude electoral. En este contexto, el Congreso de Bolivia anuló las elecciones y decidió convocar a nuevas elecciones para el 18 de octubre de 2020. El hecho por el cual Morales dimitió fue calificado por varios países como un golpe de estado. Las elecciones se llevaron a cabo para elegir al presidente, vicepresidente, senadores y diputados. Como presidente de Bolivia resultó elegido Luis Arce, del Movimiento al Socialismo (MAS), quien obtuvo el 55,11% de los votos. Por su parte, el Movimiento al Socialismo obtuvo el 54,73% de los votos en la Cámara de Senadores y Diputados plurinominales y el 53,72% de los votos para Diputados uninominales. El 4 de noviembre de 2020 los Senadores y Diputados electos asumieron la posesión del Estado Plurinacional de Bolivia y el Presidente y Vicepresidente electos el 8 de noviembre de 2020.

En marzo de 2020, luego del fracaso de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") y Rusia para alcanzar un acuerdo para estabilizar el mercado petrolero, Arabia Saudita decidió aumentar su producción de petróleo, inundando el mercado y lanzando una guerra de precios. Esta decisión, en un momento en que la demanda mundial de petróleo se encuentra cayendo debido al impacto del coronavirus en el comercio mundial y la economía, provocó una disminución del precio del 30% del petróleo, que representa la disminución más significativa desde 1991. Esta caída en los precios internacionales del petróleo y sus derivados se agrega al entorno económico ya frágil en Argentina. El 12 de abril de 2020, Arabia Saudita, Rusia y los miembros de la OPEP acordaron reducir la producción de petróleo en 9.7 millones de barriles por día en mayo y junio de 2020, el corte más profundo jamás acordado por los productores de petróleo del mundo. Después de eso, el grupo aumentará la producción hasta que el acuerdo expire en abril de 2022. La volatilidad en el petróleo y los precios de otros productos pueden tener un efecto adverso en la economía argentina y nuestro negocio.

La Emisora no puede asegurar que el sistema financiero en la Argentina no se verá afectado adversamente por hechos que suceden en las economías de los países desarrollados o por hechos que suceden en otros mercados emergentes. Una contracción de la actividad económica en Argentina podría afectar adversamente las actividades, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El sistema bancario argentino podría encontrarse sujeto a inestabilidad lo cual podría afectar nuestras operaciones.

El sistema bancario argentino ha experimentado severas crisis en el pasado. Entre ellas, el sistema bancario colapsó durante el 2001 y 2002, cuando el gobierno argentino restringió los retiros bancarios y la convertibilidad de los depósitos en Dólares Estadounidenses a Pesos. De 2005 a 2007 la Argentina experimentó un período de crecimiento económico junto con relativa estabilidad en el tipo de cambio y la inflación, lo que resultó en la restauración de la confianza pública, una acumulación gradual de los depósitos en entidades financieras locales y una mejora en la liquidez del sistema financiero. Sin embargo, desde 2008 ciertos eventos tales como conflictos internos con ciertos sectores de la economía argentina, la crisis financiera internacional y el aumento de los controles en el mercado de cambios habrían hecho disminuir la confianza de los depositantes. En años recientes, el sistema financiero argentino creció significativamente con un marcado aumento en los préstamos y depósitos privados, mostrando una recuperación de la actividad crediticia. A pesar del hecho de que los depósitos en el sistema financiero continúan creciendo, mayormente son depósitos a corto plazo y las fuentes de financiamiento a mediano y largo plazo para las entidades financieras actualmente son limitadas. En 2019, los depósitos en Pesos subieron el 19,39% año tras año, desde $2.666.036 en 2018 a 3.182.988. En contraste, los préstamos para el sector privado denominados en Pesos aumentaron a un nivel más bajo en comparación a anteriores años. Mientras tanto, los préstamos denominados en moneda extranjera (compuestos mayormente por préstamos a compañías) disminuyeron en un 31% hacia finales de 2019. Asimismo, tras las elecciones presidenciales primarias que tuvieron lugar en agosto de 2019, la fortaleza del sistema financiero fue puesta a prueba, habiéndose verificado un brusco descenso de los depósitos en dólares de más del 30% del total en los meses siguientes.

Las entidades financieras se encuentran particularmente sujetas a las regulaciones emitidas por numerosas autoridades de controlar, de las cuales todas podrían, entre otros, establecer limitaciones o comisiones e imponer sanciones a dichas entidades financieras. La falta de un marco regulatorio estable podría imponer significativas limitaciones sobre las actividades de las entidades financieras y podría introducir incertidumbre con respecto a la estabilidad del sistema financiero.

A pesar de la actual fuerte liquidez prevaleciente en el sistema financiero argentino, una nueva crisis o la inestabilidad consecuente de una o más entidades financieras de envergadura, privadas o públicas, podrían tener un efecto material adverso en las perspectivas de crecimiento económico y la estabilidad política de la Argentina, resultando en una pérdida de la confianza de los consumidores, menores ingresos disponibles y menos alternativas de financiamiento para los consumidores.

Los controles de cambio y las restricciones a las transferencias al exterior y los flujos de capitales han limitado, y podrían continuar limitando en el futuro, la disponibilidad del crédito internacional. Para mayor información, véase "*Información Adicional – Controles de Cambio*" de este Prospecto.

Modificaciones a la normativa de la CNV podrían tener un efecto adverso en nuestro negocio.

La Emisora se encuentra sujeta al contralor de la CNV y por lo tanto al poder de policía que esta pueda ejercer. En este sentido, previamente a la sanción de la Ley N° 27.440 (la "Ley de Financiamiento Productivo"), la Ley N° 26.831 en su artículo 20 otorgaba a la CNV la posibilidad de (i) designar veedores con facultad de veto de las resoluciones adoptadas por los órganos de administración de las emisoras y hasta (ii) separar a los órganos de administración de las emisoras por un plazo máximo de ciento ochenta (180) días hasta regularizar las deficiencias encontradas.

Dichas facultades podían ser ejercidas por la CNV cuando, como resultado de realizar investigaciones e inspecciones en las emisoras, en los relevamientos efectuados, fueren vulnerados los intereses de los accionistas minoritarios y/o tenedores de títulos valores sujetos a oferta pública. Asimismo, el Decreto N° 1023/2013 estableció que los relevamientos podrán ser efectuados de oficio por la CNV o a solicitud de accionistas o tenedores de valores negociables que representen al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación del valor negociable en cuestión, tales como las Obligaciones Negociables. Estos últimos también deberían demostrar que existía un daño actual y cierto o que se encontraban ante un riesgo futuro grave que podía dañar sus derechos.

Sin perjuicio de que dichas regulaciones han sido modificadas por la Ley de Financiamiento Productivo, eliminando los puntos (i) y (ii) del artículo descriptos en el párrafo anterior, la Emisora no puede asegurar que en el futuro, como resultado de una modificación normativa y regulatoria, la CNV no tenga facultades para, actuando de oficio o mediante denuncia, designar un veedor en la Emisora o separar a sus órganos de administración, o aumentar el grado de intervención en los actores del mercado. Dichas medidas podrían afectar la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora y, consecuentemente, su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

El alcance de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria es difícil de determinar.

El 1° de marzo de 2018 entró en vigencia la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria Nº 27.401 (la "Ley de Responsabilidad Penal Empresaria"), aprobada por el Congreso Nacional el 8 de noviembre de 2017, la cual establece la responsabilidad penal de personas jurídicas por delitos penales contra la administración pública y cohecho transnacional cometidos por, entre otros, sus accionistas, apoderados, directores, gerentes, empleados o representantes. Las empresas que sean consideradas responsables quedarán sujetas a diversas sanciones, incluyendo, entre otras, multas de dos a cinco veces el beneficio indebido obtenido o que se hubiese podido obtener y la suspensión parcial o total de sus actividades por hasta un plazo de 10 años. A su vez, la normativa extiende la responsabilidad penal en virtud del Código Penal de la Nación a los casos de cohecho cometidos fuera de la Argentina por ciudadanos argentinos o empresas domiciliadas en el país. A la fecha de este Prospecto, la Emisora no puede estimar el impacto que tendrá la implementación de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria en la reputación, situación financiera y patrimonial, negocios y operaciones de las sociedades que desarrollan sus actividades en Argentina.

Riesgos relacionados con investigaciones penales

Con fecha 17 de septiembre de 2018, en el contexto de la investigación impulsada por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N° 11 ("Juez de Primera Instancia"), Secretaría Nro. 21, bajo el Expediente Nº 9608/2018, actualmente caratulada "Fernández, Cristina Elisabet y otros s/asociación ilícita" (el "Proceso Penal"), el Juez de Primera Instancia procesó en forma personal al Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr., quien se desempeñó como presidente de la Emisora hasta el 31 de agosto de 2018 (fecha en la que el órgano de administración aceptó la renuncia a su cargo) y quien continúa siendo accionista de la Emisora. En dicha causa, se investiga el presunto accionar de ciertos empresarios y exfuncionarios públicos, incluyendo a la ex presidente y actual vicepresidente de la República Argentina, la Sra. Cristina Elisabet Fernández de Kirchner, quienes se alega habrían sido parte de una asociación ilícita en virtud de la cual empresarios realizaban pagos ilegales a ciertos funcionarios públicos para obtener favores para su propio beneficio y para el beneficio de sus negocios.

Con fecha 20 de diciembre de 2018, el tribunal de apelaciones (la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional, Sala I), confirmó el procesamiento de ciertos empresarios (incluyendo el del Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr.) y exfuncionarios públicos procesados en el marco del Proceso Penal, aunque modificó la situación procesal de algunos de ellos, incluyendo la situación procesal del Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr. En tal sentido, la Cámara dejó sin efecto la imputación original atribuida al Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr. por los delitos de asociación ilícita y dádivas, reemplazando dicha imputación por la imputación del delito de cohecho. Asimismo, la Cámara instó al Juez de Primera Instancia a profundizar la investigación con respecto a tres de los procesados, incluyendo al Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr., a fin de determinar si los supuestos pagos realizados habrían sido efectivamente pagos ilegales a cambio de un beneficio o bien aportes de campaña, tal como refirieron los imputados, a fin de evaluar una eventual recategorización del tipo penal aplicable. El 20 de septiembre 2019, el Juez de Primera Instancia emitió una resolución de elevación a juicio de varias personas, entre ellos del Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr. por el delito de cohecho pese a que el Agente Fiscal había solicitado continuar con la investigación respecto a Uribelarrea conforme lo ordenado por la Cámara Federal. Posteriormente, el 25 de noviembre de 2019, el tribunal de apelaciones (la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional, Sala I), anuló la elevación a juicio respecto al Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr., por cuanto no se había profundizado la investigación y en consecuencia no hubo un requerimiento formal del fiscal para elevarlo a juicio. En consecuencia, a la fecha, la situación respecto al Sr. Uribelarrea volvió a la etapa de instrucción, y en la actualidad el juzgado se encuentra realizando medidas de prueba a fin de determinar la situación procesal del mismo, extremo que a la fecha no ha ocurrido.

Por otro lado, con fecha 21 de febrero de 2019, el Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr. fue citado a prestar declaración indagatoria en el marco de la causa impulsada por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional N° 11, bajo el Expediente N° 13816/2018, actualmente caratulada "Fernández, Cristina Elisabet y otros s/asociación ilícita", en la cual se investiga una alegada cartelización de la obra púbica en Argentina y la alegada realización de pagos ilegales a funcionarios públicos para manipular licitaciones de obras públicas. Con fecha 6 de junio de 2019, el Juez de Primera Instancia emitió una resolución acerca de la situación procesal de los imputados en dicha causa, habiendo dictado la falta de mérito en relación con el Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr. Esto significa que, al momento de emitir la resolución de referencia, el magistrado no contaba con elementos necesarios para dictar su procesamiento o sobreseimiento. Dicha resolución no fue apelada por el Agente Fiscal ni por las partes querellantes. Hasta tanto la investigación no concluya en forma definitiva, no se pueden descartar cambios en la situación procesal del Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr.

Estos procesos penales involucraron al Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr. en forma personal, y en el contexto

de dichos procesos penales no se ha formulado ninguna imputación a la Emisora. Tampoco se ha notificado a la Emisora, ni la Emisora ha tomado de otra manera conocimiento, de que se investiga la actuación de ningún otro accionista, ni de ningún director, administrador, miembro o representante de la Emisora.

A la fecha de este Prospecto, no es posible predecir durante cuánto tiempo podrían continuar los procesos penales mencionados o qué tan significativos podrían ser sus efectos adversos sobre el negocio o la reputación de la Emisora.

La imposibilidad de resolver adecuadamente los riesgos presentes y aquellos percibidos relacionados con el deterioro institucional y la corrupción, podrían afectar la economía de Argentina y su condición financiera

La falta de un marco institucional transparente y sólido para contrataciones con el gobierno argentino y sus reparticiones y las denuncias por corrupción han afectado y continúan afectando a la Argentina. Argentina se encuentra en la posición Nº 66 de 180 en el índice de Transparencia Internacional y Percepción de la Corrupción 2019 y en el Nº 126 de 190 en el reporte del Banco Mundial sobre Hacer Negocios 2020.

A la fecha del presente Prospecto, existen numerosas investigaciones judiciales abiertas relativas a denuncias sobre lavado de dinero y corrupción por parte de la Procuración General de la Nación, lo que ha impactado negativamente sobre la economía argentina y el ámbito político. Dependiendo del plazo requerido para finalizar dichas investigaciones y sus resultados, las compañías involucradas en dichas investigaciones podrían encontrarse sujetas a, entre otras consecuencias, disminución en sus calificaciones crediticias y acciones interpuestas por sus inversionistas, y podrían aún más, experimentar restricciones relativas al acceso a financiación a través del mercado de capitales, conjuntamente con una disminución de sus ganancias. Adicionalmente, y conforme las denuncias penales contra directores, administradores y accionistas de dichas compañías se desarrollen, dichas compañías podrían verse limitadas al giro de pagos, multas, suspensión de la actividad comercial en forma total o parcial, suspensión de su participación en licitaciones públicas o licitaciones para el desarrollo de obras pública, disolución y reorganización societaria del tipo societario bajo ciertas circunstancias, y pérdida o suspensión de beneficios gubernamentales, entre otros. Estos efectos adversos podrían restringir la capacidad de dichas compañías de administrar y manejar sus actividades operativas y dar cumplimiento a sus obligaciones financieras. Como consecuencia de lo antedicho, la cantidad de proveedores disponibles para nuestras operaciones podría ser reducido y, por ende, tener un efecto adverso sobre nuestras actividades comerciales y los resultados de nuestras operaciones.

El reconocimiento relativo a que la imposibilidad de resolver estos problemas podría aumentar la inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su habilidad para atraer inversiones extranjeras, generó el anuncio de numerosas medidas por parte del gobierno argentino con el objetivo de fortalecer las instituciones argentinas y la reducción de la corrupción. Dichas medidas incluyen la reducción de las sentencias penales a cambios de la cooperación con el gobierno en materia de investigaciones de corrupción, aumento en el acceso a información pública y el conocimiento de los bienes y/o activos por parte de funcionarios corruptos, incrementando los poderes de la Oficina Anti-Corrupción a través del tratamiento de proyectos para una nueva ley de ética, entre otras. La capacidad del gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, así como también estará sujeta a la revisión independiente por parte del Poder Judicial, así como también por parte del apoyo legislativo de partidos opositores.

Como parte de estas iniciativas, el gobierno argentino emitió la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria. De conformidad con la misma, una empresa podría ser responsabilizada si cualquiera de sus empleados, directores, oficiales, socios, agentes u otras personas humanas hubieran cometido o cometieran delitos de corrupción o relacionados con casos de corrupción (tales como coimas entregas a funcionarios públicos, entre otras), en forma directa o indirectamente, con la participación, en representación o en beneficio de dicha empresa. SI cualquiera de sus empleados, directores, oficiales, socios, agentes u otras personas humanas hubieran cometido o cometieran cualquiera de dichos delitos relacionados con casos de corrupción que resulten en beneficios para nosotros o cualquiera de sus accionistas, nosotros o dicho accionista, según corresponda, podría ser responsable bajo la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria por la comisión de dicho delito y encontrarse por ende sujeto a numerosas sanciones y el decomiso de bienes obtenidos como resultado de la conducta ilegal.

Sin embargo, no podemos asegurar que la implementación de dichas medidas o cualesquiera otras nuevas medidas tomadas por el gobierno argentino serán exitosas a los fines de repeler el deterioro institucional y la prevención de la corrupción, o el efecto que las investigaciones penales podrían tener sobre la economía

argentina.

Riesgos relacionados con el sector energético argentino

El Estado Nacional 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 Estado Nacional a través de compañías con participación estatal y/o sociedades del Estado que se desarrollaban en la generación, transmisión y distribución de electricidad. Desde 1992, comenzando con las privatizaciones de diversas compañías del sector público, el Estado argentino ha reducido su control sobre la industria. Sin embargo, la industria eléctrica continúa sujeta a regulaciones e intervención estatal intensa.

La ley Nº 25.561 (la "Ley de Emergencia Pública") y otras regulaciones emitidas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 introdujeron cambios materiales al marco regulatorio aplicable al sector energético, lo cual afectó severamente la generación de electricidad, la distribución y transmisión por parte de las respectivas concesionarias y compañías del primer sector mencionado, incluyendo, entre otros, el congelamiento de los márgenes de distribución (Valor Agregado 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 distribución de energía eléctrica de las compañías cuyos costos fueron trasladados al consumidor debido a cambios regulatorios y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, todo lo cual ha tenido un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica, empresas de transporte y distribución, y ha causado diferencias sustanciales en el precio de mercado y el pagado por los usuarios residenciales. El gobierno de Fernández de Kirchner continuó interviniendo en la industria eléctrica, a través de, por ejemplo, el otorgamiento de ciertos aumentos temporales 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 de capacidad, operación y mantenimiento de servicios, creando cambios específicos a los fines de recaudar fondos para ser transferidos a fondos fiduciarios administrados por el gobierno para financiar inversiones en la generación e infraestructura para distribución, e inversiones obligatorias para la construcción de centrales con nueva capacidad de generación y la expansión de las redes de transmisión y distribución de las existentes.

Por ejemplo, en marzo de 2013, de conformidad con la Resolución Nº 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.

Así, el 16 de diciembre de 2015, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia con respecto al sistema público eléctrico, el cual se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia permitió al Estado Nacional tomar medidas diseñadas con el objetivo de 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 Estado Nacional y ciertos gobiernos provinciales aprobaron ajustes de precios significativos y aumentos en las tarifas y precios aplicables a ciertas compañías de generación, distribución y transmisión. Siguiendo los aumentos en las tarifas, los consumidores, políticos y organizaciones no gubernamentales que defienden los derechos de los consumidores interpusieron medidas cautelares a los fines de dejar sin efecto dichos aumentos, que fueron concedidas por los tribunales. Entre las distintas sentencias relacionadas con las medidas cautelares, dos resoluciones emitidas por la Cámara de Apelaciones de la Ciudad de La Plata y un juez federal de San Martín dispusieron la suspensión de dichos aumentos a los consumidores finales de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires y en el territorio de la República Argentina, respectivamente. De conformidad con dichas medidas cautelares, (i) los aumentos en las tarifas otorgados al 1 de febrero de 2016 a los usuarios finales fueron suspendidos retroactivamente a dicha fecha, (ii) las facturas emitidas a los usuarios finales enviadas a los consumidores no debían incluir dichos aumentos, y (iii) los montos efectivamente cobrados a usuarios finales como consecuencia de los consumos registrados con carácter previo a las resoluciones judiciales deberían ser reintegrados. El 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema denegó las medidas cautelares que suspendieron los aumentos de tarifas a los usuarios finales de energía eléctrica, fundamentado en objeciones y vicios de forma y procedimentales, y consecuentemente, a la fecha de este reporte anual, dichos

aumentos en las tarifas de usuarios finales, adoptados en el contexto mencionado, no se encuentran suspendidos.

Con respecto a las empresas de distribución de energía, el 17 de abril de 2019, el gobierno de Macri anunció que las tarifas aplicadas por las compañías de distribución de electricidad no serán incrementadas durante los meses restantes de 2019. La nueva administración Fernández, mediante la Ley 27.541 dictada en diciembre de 2019, se ha dispuesto una suspensión de todo aumento tarifario por un plazo inicial de ciento ochenta (180) días, luego prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021. Luego, el ENRE resolvió aprobar a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021 un aumento del 9% en la tarifa de energía eléctrica para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente.

En aquel contexto, el Estado Nacional aumentó significativamente los precios de energía eléctrica en el MEM bajo la Resolución SEE Nº 22/16 (Energía Base) emitida por la ex Secretaría de Energía Eléctrica. La Secretaría de Energía Eléctrica citó el hecho de que los precios del MEM se encontraban distorsionados y desincentivaban la inversión en el sector privado de generación de energía y que, en virtud de ello, resultaba necesario el incremento en los precios a los fines de compensar parcialmente el aumento en los costos operativos y de mantenimiento y para mejorar la capacidad de generación de estas compañías. Adicionalmente, a través de la Resolución SEE Nº 19/2017, se definió un nuevo esquema de compensación basado en potencia variable y disponible bajo el marco regulatorio de Energía Base. La resolución entró en vigencia para las transacciones comerciales a partir de febrero de 2017, y el método de cálculo se encuentra basado en la compensación de generación sobre energía generada y potencia disponible, así como también el correspondiente plan de trabajo para desarrollar dicho proceso de revisión de precios. Los precios bajo Energía Base fueron denominados en Dólares Estadounidenses pero pagaderos en Pesos al tipo de cambio publicado por el BCRA bajo la Comunicación A 3500 al último Día Hábil del mes del Documento de Transacción Económica relevante ("DTE"), de conformidad con el cual la documentación comercial relevante deberá ser emitida.

Seguidamente, el 28 de febrero de 2019, mediante la Resolución Nº 1/2019, la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se introdujeron modificaciones adicionales a la remuneración bajo Energía Base. Dicha regulación ajustó los pagos fijos por disponibilidad de los generadores térmicos basado en períodos de demanda pico (verano e invierno), y dispuso ajustes adicionales basados en la disponibilidad y despacho de energía por cada unidad. Estas modificaciones tuvieron un efecto negativo en la compensación total recibida por los generadores térmicos en el mercado spot, pero mantuvo los precios de la energía en dólares. Sin embargo, el 26 de febrero de 2020, se emitió la Resolución Nº 31/2020 de la Secretaría de Energía, que derogó la anterior resolución Nº 1/2019 y aprobó una nueva remuneración para los generadores, auto generadores y co generadores del MEM que no dispongan de un PPA, estableciendo que dicha remuneración será fijada y abonada en Pesos, y esos valores serán ajustados mensualmente en función de índices de actualización del INDEC (que se supone preservará el valor del precio en el tiempo). No obstante, lo mencionado, mediante nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía se instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos, de la Resolución 31/2020. Las regulaciones mencionadas precedentemente no afectan la remuneración percibida por nuestras Centrales, dado que nuestra remuneración es aquella determinada en nuestros PPA Ciclo Combinado, en el marco de la Resolución SEE 287-E/2017.

Con respecto a las distribuidoras de energía, el 17 de abril de 2019, la administración Macri anunció que las tarifas aplicadas a dichas compañías no se iban a incrementar durante el resto del 2019. La administración Fernández, por medio de la Ley 27.541 dictada en diciembre de 2019, suspendió todo incremento en las tarifas por un plazo inicial de 180 días, prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021.Finalmente, el 30 de abril del 2021, el ENRE dictó las Resoluciones 106/2021 y 107/2021, en razón de las cuales aprobó un aumento del 9% en la tarifa de energía eléctrica para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente.

El Estado Nacional también estableció un procedimiento de licitaciones públicas para el desarrollo de nuevos proyectos de generación de recursos térmicos y renovables. Estas medidas no solo fueron dirigidas a satisfacer la demanda de energía doméstica, sino también para promover las inversiones en el sector eléctrico y mejorar la situación económica del MEM, que, tal como se expresó precedentemente, enfrentó dificultades desde 2001.

Más recientemente, el Estado Nacional, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 311/2020 estableció que las empresas prestadoras de servicios de energía eléctrica (entre otras), no podrán cortar el suministro, en los casos de falta de pago o mora de hasta tres facturaciones (vencidas desde el 1° de marzo de 2020) consecutivas o alternadas, a ciertos usuarios de ingresos bajos y medios. En este sentido, el público inversor debe tener en cuenta que la Emisora percibe ingresos de CAMMESA y de otros Grandes Usuarios (no incluidos en este DNU 311/2020) por lo que esta medida no debería tener impacto en sus estados financieros.

Al respecto, por favor ver "*Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.*" en la presente sección de "*Factores de Riesgo*".

Posteriormente, en el marco de la Ley de Solidaridad, por Decreto N° 1020/2020 del 16 de diciembre de 2020, se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2021 la intervención al ENRE y ENARGAS y se inició, por un plazo máximo de 2 (dos) años, un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal. Asimismo, se prorrogó la suspensión de aumentos de las tarifas de energía eléctrica y gas natural establecido en la Ley N° 27.541 hasta el 23 de marzo de 2021. En relación con las tarifas de energía eléctrica, es válido destacar que el ENRE, a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021, aprobó un aumento del 9% para las tarifas abonadas por los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente.

Sin perjuicio de las medidas adoptadas por el gobierno argentino, no podemos garantizar que los cambios esperados respecto el sector energético sucederán en los términos esperados, dentro de los tiempos anticipados o, que efectivamente sucederán. Es posible que ciertas medidas que puedan ser adoptadas por el Estado Nacional tengan un efecto materialmente adverso sobre nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones, o que el gobierno argentino pueda adoptar regulaciones de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública, la Ley 27.541. u otras resoluciones similares en el futuro que podrían tener un impacto directo sobre el marco regulatorio de la industria de energía eléctrica e indirectamente afectar adversamente la industria de generación de energía eléctrica, y consecuentemente, nuestros negocios, nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Las distribuidoras, generadoras y transportadoras de electricidad se han visto afectadas sustancialmente y de manera adversa por medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002, muchas de las cuales continúan vigentes.

Desde a la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico de la Argentina se ha caracterizado por regulaciones y políticas gubernamentales que generaron distorsiones significativas en el mercado, en particular con respecto a los precios y tarifas a lo largo de toda la cadena de valor del sector (generación, transmisión y distribución). Históricamente, los precios y tarifas de la electricidad en Argentina se calculaban en Dólares Estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en los índices de inflación en Dólares Estadounidenses y en relación con los costos y la competitividad. En enero de 2002, de conformidad con la Ley de Emergencia Pública, que autorizó al estado a renegociar sus contratos de servicios públicos, quedaron derogadas las disposiciones que habilitaban a realizar ajustes de tarifas en función de los índices de inflación extranjeros y todos los demás mecanismos indexatorios establecidos en los contratos de concesión de servicios públicos celebrados entre el estado argentino o cualquier gobierno provincial y los prestadores de dichos servicios. Asimismo, las tarifas correspondientes a la prestación de dichos servicios quedaron congelados y convertidos de sus valores originales en Dólares Estadounidenses a Pesos a razón de $ 1,00 por US$ 1,00. El Precio Spot, por su parte, fue congelado y luego fijado a través de sucesivas resoluciones. Para conocer más información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, ver la sección "*La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*". Dichas medidas, sumadas al contexto de una inflación elevada y la devaluación del Peso en los últimos años, llevaron a una caída significativa de los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios. Esta situación, a su vez, condujo a que muchas empresas de servicios públicos suspendieran los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en Dólares Estadounidenses a pesar de la pesificación de los ingresos), lo que efectivamente impidió a dichas sociedades obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y realizar inversiones adicionales.

Luego de declarar el estado de emergencia con relación al sistema eléctrico nacional, el Estado Nacional incrementó las tarifas de energía eléctrica en el MEM bajo Energía Base. Las medias cautelares que suspendían dichos incrementos fueron interpuestas por consumidores, políticos y organizaciones no gubernamentales, y recientes resoluciones suspendieron los incrementos en todo el territorio de la República Argentina. El 31 de mayo de 2018, el Congreso aprobó la Ley Nº 27.443, mediante la cual se declaró un estado de emergencia de las tarifas que tendría vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019, y las tarifas fueron retrotraídas al cuadro tarifario vigente a noviembre de 2017, estableciendo los aumentos futuros, que no deberán exceder el índice de variación salarial para usuarios residenciales y el índice de precio mayoritario para pequeñas y medianas empresas. Inmediatamente luego de su aprobación, el 1 de junio de 2018, mediante el Decreto Nº 499/2018, el ex Presidente Macri ejerció el poder de veto; consecuentemente, dicha ley no entró en vigencia. Sin embargo, en diciembre de

2019, se dictó la Ley 27.541, que suspende todo aumento tarifario por un plazo inicial de 180 días, prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021. Posteriormente, el ENRE aprobó a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021 un aumento del 9% en la tarifa de energía eléctrica para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente. En el pasado, el congelamiento de tarifas ha generado distorsiones en el sistema eléctrico, afectando en particular a las compañías distribuidoras, muchas de las cuales se vieron forzadas a suspender pagos a CAMMESA para cubrir sus necesidades operativas.

Por medio de la Resolución 31/2020 emitida por la Secretaría de Energía el 26 de febrero de 2020, se derogó la estructura de precios de la Resolución 1/2019 para los generadores, auto generadores y cogeneradores del MEM que no dispongan de un PPA, estableciendo un nuevo esquema de remuneración en Pesos, que serán ajustados mensualmente en función de índices de actualización del INDEC (que se supone preservará el valor del precio en el tiempo). En un contexto de alta inflación, esta medida podría tener un impacto adverso sobre la remuneración de aquellos agentes del MEM, que en consecuencia podría, adicionalmente, afectar su capacidad de encontrar financiamiento y reembolsar deudas que dichos agentes pudieran haber contraído. No obstante, lo mencionado, mediante nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía se instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos, de la Resolución 31/2020.

No podemos asegurar que estas medidas se adoptarán o implementarán ni que, si fuera adoptadas, serán suficientes para darle una solución a los desafíos actuales del sistema eléctrico y sus secuelas. Ello podría afectar la actividad de la Emisora, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones, y la capacidad de pagar las Obligaciones Negociables.

Operamos en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a nuestra actividad comercial, y somos pasibles de sanciones y obligaciones que podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de nuestras operaciones.

Nos encontramos sujetos 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 reglamentos en materia laboral, de la seguridad social, de salud pública, de protección 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 y por lo tanto se encuentra sujeta a regulaciones federales, siempre que, entre otras cosas, la central suministre energía al SADI, ya que contamos con instalaciones en varias provincias, también estamos sujetos a las leyes provinciales y municipales en áreas diferentes al sector eléctrico. No podemos 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 otras cuestiones no afectarán nuestras operaciones. Es posible que, a fin de cumplir con los reglamentos actuales o futuros, debamos incurrir en gastos significativos y desviar fondos de inversiones planificadas de forma tal que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestra situación patrimonial y el resultado de nuestras operaciones.

Asimismo, cualquier incumplimiento de los términos o las posibles reinterpretaciones de leyes y reglamentos vigentes, así como la aprobación de nuevas leyes o reglamentos, 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 hacernos pasibles del pago de multas y otras sanciones, y tener un efecto adverso significativo sobre el resultado de nuestras operaciones.

Un ataque cibernético podría afectar adversamente nuestros negocios, estados contables, resultados de las operaciones y liquidez

Dependemos de la operación eficiente e ininterrumpida de nuestros sistemas de intercomunicación entre nuestras centrales, por lo cual tenemos conexiones y enlaces que proveen máxima seguridad y minimización de riesgos de interrupciones. Adicionalmente, tenemos enlaces con CAMMESA. Las fallas temporarias o de mayor plazo en nuestros sistemas de intercomunicación entre nuestras centrales, incluyendo los enlaces mencionados, podrían tener un efecto material adverso en nuestras operaciones. En general, los riesgos de seguridad informática han aumentado en los años recientes como resultado de la proliferación de tecnología nueva adicional y más sofisticada y adicionalmente, de ataques cibernéticos. Como parte de nuestro desarrollo e iniciativas, hemos conectado a internet mayores equipos y sistemas. Adicionalmente, confiamos en tecnología digital,

incluyendo sistemas de información para procesar información financiera y operacional. Debido a la naturaleza crítica de nuestra infraestructura y de nuestro negocio, y el incremento en la accesibilidad permitida a través de la conexión a internet, podríamos enfrentar un mayor riesgo de ataques cibernéticos tales como, accesos ilegales a nuestros sistemas, *phishing*, robo de identidad y otras interrupciones que podrían afectar negativamente la seguridad de la información almacenada y transmitida mediante nuestros sistemas de computadoras y nuestra infraestructura de redes. En el evento de un ataque cibernético, podríamos experimentar una interrupción de nuestras operaciones comerciales, daño material y pérdida de información de nuestros clientes; una pérdida sustancial de ganancias, sufrir costos de respuesta y otras pérdidas económicas; y podría sujetarnos a mayores regulaciones y litigios y dañar nuestra reputación. A pesar de que tenemos la intención de continuar implementando procedimientos de seguridad tecnológica y establecer procedimientos operativos para prevenir las interrupciones resultantes de, y contrarrestar los efectos negativos de ataques cibernéticos, es posible que no todos nuestros sistemas actuales y futuros se encuentren totalmente libres de vulnerabilidad y que estas medidas de seguridad no sean exitosas. Conforme ello, la seguridad cibernética es un riesgo material para nosotros y los ataques cibernéticos podría afectar adversamente a nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestras condiciones financieras.

Los cambios en los marcos regulatorios que regulan la venta de nuestra capacidad de generación y electricidad pueden afectar nuestra situación patrimonial y el resultado de nuestras operaciones.

El Estado Nacional 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, en nuestra opinión, son conducentes al objetivo del gobierno de reducir la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad, y reformar el marco regulatorio aplicable al sector.

Luego, por Ley N° 27.541, se declaró una nueva emergencia del sistema eléctrico nacional, y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a revisar los marcos tarifarios de los segmentos de transporte y distribución de energía eléctrica; intervenir administrativa los entes reguladores del sector eléctrico y del gas; y suspender todo aumento tarifario por un plazo inicial de 180 días, luego prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021. En relación con las tarifas de energía eléctrica, es válido destacar que el ENRE, a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021, aprobó un aumento del 9% para las tarifas abonadas por los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente.

No es posible predecir las modificaciones que el gobierno argentino introducirá en los marcos regulatorios que rigen la venta de nuestra disponibilidad de energía y electricidad, o si dichas modificaciones afectarán negativamente el resultado de nuestras operaciones. Tampoco podemos asegurar que existirá un marco regulatorio que rija la venta de nuestra capacidad de generación y electricidad una vez que expiren los PPAs en virtud de la Resolución SEE 21/2016 y los PPA bajo la Resolución SEE 287/2017.

No es posible asegurar que la modificación de las leyes y reglamentos aplicables, o el dictado de interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentos no afectarán negativamente nuestras operaciones.

Los entes que regulan nuestras actividades y operaciones pueden implementar medidas que afecten nuestra rentabilidad.

Nuestras operaciones se encuentran reguladas por el ENRE y otros entes reguladores nacionales y locales en diferentes áreas, como por ejemplo ambiental, que se encuentran facultados para auditar nuestras instalaciones y operaciones. La violación de la regulación aplicable podría hacernos pasibles de sanciones pecuniarias, la suspensión de nuestras 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 del artículo 6 de la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública se facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un (1) año. En tal sentido, a través del Decreto N° 277/2020 del 17 de marzo de 2020 se dispuso intervenir el ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020, y designar al Lic. Federico José Basualdo Richards como interventor -quien fue reemplazado desde el 11 de noviembre de 2020 por la Dra. María Soledad Manin mediante el Decreto N° 963/2020-. Luego, por imperio del Decreto 1020/2020, dicha intervención se prorrogó hasta el 31 de diciembre del 2021, o bien, hasta que finalice el proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral, cualquiera de las dos que ocurra primero.

La imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos respecto de la seguridad y confiabilidad de nuestras Centrales podría requerir que incurramos en gastos adicionales para asegurar el cumplimiento de dichos requisitos. Las acciones regulatorias de cualquier entidad gubernamental con facultades para regular directa o indirectamente nuestras operaciones, o la imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos podría

afectar negativa y significativamente nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones, así como nuestra capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Nuestro negocio se encuentra sujeto a regulaciones ambientales, salud y seguridad y las mismas podrían afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones.

Nuestras operaciones están sujetas a una amplia gama de requisitos ambientales, de salud y seguridad según las reglamentaciones nacionales y locales. Hemos realizado, y continuaremos realizando, gastos significativos a fin de cumplir con dichas leyes. Estas leyes y regulaciones también requieren que obtengamos y mantengamos permisos, licencias y aprobaciones ambientales para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos requeridos para el desarrollo de nuestro negocio. 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 remediación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre temporal o permanente de las instalaciones. Además, el cumplimiento de las nuevas normas medioambientales, de salud y seguridad también podrían requerir que realicemos 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 aire, ruido, desechos peligrosos y aguas residuales o impuestos ecológicos podrían suponer un riesgo para la empresa, lo cual generaría mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como resultado de estos cambios y podría limitar la disponibilidad de nuestros fondos para otros fines, lo cual a su vez podría afectar negativamente a nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera.

Es posible que no podamos adaptarnos lo suficiente a la promoción global de descarbonización y a la disminución en la generación de energía convencional

Nuestro negocio 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 el objetivo de la descarbonización completa de la economía mundial para finales del siglo XXI. La descarbonización es la transición de la economía energética hacia una menor absorción 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 nuestras actividades comerciales. Por ejemplo, tenemos en cuenta los objetivos de la política energética al planificar la vida operativa de las centrales eléctricas existentes que liberan carbono al generar 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 no adaptamos nuestras actividades comerciales a tiempo y en grado suficiente, de acuerdo con estas medidas de política energética, esto podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Nuestras operaciones de generación requieren que manejemos materiales peligrosos tales como combustibles, lo cual podría potencialmente resultar en daños a nuestras Centrales o sobre nuestro personal

Como parte de nuestro negocio, manejamos, almacenamos y administramos en nuestras Centrales, los combustibles que son utilizados en las mismas. Cualquier accidente que involucre combustibles podría tener consecuencias adversas ambientales, causar daños físicos a nuestro personal y podría dañar nuestras instalaciones y nuestra reputación. Cualquiera de dichas consecuencias podría causar daños significativos a nuestras instalaciones, interrumpir la generación de energía en dichas instalaciones por períodos extensos, provocar investigaciones por parte de las autoridades de contralor que podrían derivar en clausuras u otras medidas las cuales, en cada caso, podrían afectar adversamente nuestros negocios, el resultado de nuestras operaciones y nuestras condiciones financieras.

Nuestras Centrales y nuevos proyectos de generación se encuentran y encontrarán sujetos a las limitaciones aplicables a las instalaciones de transmisión y distribución en Argentina.

Dependemos de instalaciones de transmisión y distribución pertenecientes y operadas por terceros para entregar la electricidad generada por nuestras 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, nuestra capacidad para vender y entregar energía podría verse afectada negativamente. 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, capacidad excedida para los generadores. No podemos 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. Asimismo, en el presente se encuentran en curso obras de expansión de la infraestructura de transmisión (ajenas y fuera del control de la Emisora), que de ser interrumpidas o interrumpirse su financiamiento, nuestra capacidad para vender y entregar energía podría verse afectada negativamente. 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 nuestra capacidad para implementar nuestra estrategia para la expansión de nuestra capacidad de generación, lo cual, a su vez, podría afectar negativamente nuestras operaciones, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

Enfrentamos competencia.

El mercado de generación de energía en el que operamos se caracteriza por la presencia de numerosos y capaces participantes, algunos de los cuales poseen una amplia experiencia en actividades de desarrollo y operación (a nivel local e internacional) y recursos económicos significativamente mayores a los nuestros. Para mayor información, véase la sección "I*nformación del Emisor - Competencia*". Un aumento en la competencia podría causar reducciones en los precios y aumentar los precios para adquirir combustible, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar negativamente nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

Competimos con otras compañías de generación por el megavatio de capacidad que se asignan a través de procesos de licitaciones públicas. El 7 de octubre de 2016, el entonces Ministerio de Energía finalizó el proceso de licitación para la Ronda 1 del Programa RenovAR para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y realizaron adjudicaciones por un monto de 1.108,65 MW. El 31 de octubre 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería, de conformidad con la Resolución N° 252/2016, lanzó la Ronda 1.5 de Programa RenovAR, como continuación de la Ronda 1 y el 25 de noviembre de 2016 adjudicó PPAs por un monto de 1.281,5 MW. Luego, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr y por medio de la Resolución N° 473/2017 y la Resolución N° 488/2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería adjudicó 88 proyectos de generación de energía eléctrica de fuentes renovables por una potencia total de 2.043 MW. Finalmente, por medio de la Resolución N° 100/2018, la Secretaría de Gobierno de Energía dio inicio al proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el mercado eléctrico mayorista de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado el Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3, con el fin de celebrar contratos de abastecimientos de energía eléctrica renovable con CAMMESA con el objetivo de sumar MW adicionales de capacidad de generación instalada de baja y media tensión en las respectivas redes de distribución. En esta ronda se adjudicaron contratos de abastecimiento por aproximadamente 260 MW.

Sin embargo, este último proceso apunta a proyectos de pequeña escala que se conectan directamente en las redes de distribución, en baja o media tensión. Debido a la competencia existente entre las empresas generadoras en estos procesos licitatorios, no podemos predecir si seremos adjudicados con nuevos proyectos

Asimismo, tanto nosotros como nuestros competidores nos hallamos conectados a la misma red eléctrica, que posee una capacidad limitada de transporte, lo que nos expone a los 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 nos impida entregar nuestra energía. Asimismo, en lo que se refiere al despacho de energía, competimos con empresas generadoras más eficientes, como proyectos de energía renovable y cogeneración, a las que CAMMESA otorgará prioridad al solicitar energía de las generadoras. No podemos garantizar que el Estado Nacional logrará incentivar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de forma que nos permita tanto a nosotros como a las demás generadoras existentes o nuevas despachar nuestra 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 nuestra capacidad para entregar nuestra energía y tener un impacto negativo sobre nuestras actividades, nuestra situación patrimonial y el resultado de nuestras operaciones.

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

Durante la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en Argentina disminuyó como resultado de un declive en los niveles generales de actividad económica y el deterioro en la capacidad de muchos consumidores de abonar sus facturas eléctricas. En los años posteriores a la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad aumentó significativamente, aumentando a un promedio estimado de aproximadamente 3.86% por año de 2002 a 2015 (a pesar de una disminución en 2009), debido a su costo reducido como resultado de ciertas subvenciones a la energía, la congelación de las tarifas y la eliminación de las disposiciones de ajuste de la inflación en concesiones de distribución. En marzo de 2016, el Estado 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 clientes residenciales cuyo consumo de energía eléctrica es al menos un 10% más bajo que su consumo para el mismo mes del año anterior. Cualquier incremento significativo en los precios de la energía para los consumidores (ya sea a través de un aumento de tarifas o mediante un recorte en subsidios al consumidor) podría resultar en una disminución de la demanda de la energía que generamos. A su vez, cualquier efecto material adverso en la demanda de energía eléctrica, podría llevar a las compañías de generación de energía eléctrica, como nosotros, a registrar menores ingresos y resultados de operaciones de lo actualmente previsto.

La demanda de energía es estacional, en gran medida, debido a los cambios climáticos, y actualmente se ve afectada por el COVID-19.

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 nuestras operaciones.

En ese sentido, CAMMESA suspendió momentáneamente el mecanismo de ajuste automático para la remuneración spot establecido mediante la Resolución SE N° 31/20. Asimismo, acorde a la información publicada por CAMMESA respecto del año 2020, en miras de las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuestas por el Decreto N° 297/20, la demanda tuvo disminuciones que llegaron al 23% para el mes de mayo, respecto de igual mes del año anterior, en el segmento Industrial. En relación con el mercado de generación, la demanda eléctrica del SADI ha disminuido en promedio un 2% desde el inicio del aislamiento en el período marzo 2020-febrero 2021 comparada con igual período del año anterior. Asimismo, hubo importantes demoras en la cobranza por parte de CAMMESA a distribuidoras y grandes usuarios. Estas medidas afectan de manera directa la situación financiera del sector de generación, y de continuar agravándose podrían comprometer la cadena de pagos.

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

Nuestras instalaciones de generación y la infraestructura de transporte o transmisión de electricidad de terceros de la que dependemos pueden sufrir daños 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, o requerir la interrupción de su funcionamiento. Podríamos experimentar serias interrupciones de nuestras actividades, una disminución significativa de nuestros 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 nuestras pólizas de seguro, 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 nuestros clientes y los consumidores en el mercado afectado en general. Algunos de estos factores, entre otros, podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestras actividades, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

Nuestras actividades 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. Por ejemplo, con respecto a la generación de energía, el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento de baterías en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía a través de la conversión a gas. Cabe también mencionar el incremento en el suministro de energía producto de aplicación de nuevas tecnológicas como el fracking o la digitalización de redes de generación y distribución.

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 nulo 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 nuestra empresa no puede reaccionar ante los cambios causados por los nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios en la estructura del mercado, nuestro patrimonio, posición financiera o nuestros resultados, operaciones y negocios, podrían ser afectados negativamente.

Podemos quedar sujetos a expropiación, nacionalizaciones o a riesgos similares.

La totalidad de nuestros activos se encuentran ubicados en la Argentina. Por lo tanto, estamos en el negocio de generación de energía y, como tal, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados por el gobierno de interés público y, por lo tanto, estar sujetos a incertidumbre política, incluida la expropiación o la nacionalización de nuestra actividad o de nuestros activos, o pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes y otros riesgos similares.

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

Nuestras operaciones pueden afectar comunidades locales y encontrar oposición significativa de distintos grupos.

Nuestras operaciones pueden afectar comunidades locales. La imposibilidad de gestionar nuestras relaciones con comunidades, gobiernos y organizaciones no gubernamentales locales puede dañar nuestra reputación y nuestra capacidad de implementar nuestros proyectos de desarrollo. Asimismo, los costos y el tiempo de gestión requeridos para cumplir con las normas de responsabilidad social, relaciones comunitarias y sustentabilidad pueden aumentar significativamente en el futuro.

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. La operación de centrales de generación térmica también puede afectar nuestra reputación entre dichos grupos de interés, como resultada de emisiones de materia particulada, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. El deterioro de nuestra relación con los grupos de interés antes mencionados podría evitar que continuemos operando nuestros activos actuales o que se nos adjudiquen o desarrollemos nuevos proyectos, lo que podría afectar negativamente nuestras actividades y el resultado de nuestras operaciones.

Riesgos relacionados con nuestro negocio

Tenemos un historial operativo limitado, lo que hace que nuestro desempeño futuro sea particularmente difícil de predecir.

Tenemos un historial operativo limitado. Nuestra central General Rojo, ubicada cerca de San Nicolás, en la Provincia de Buenos Aires, comenzó a operar el 13 de junio de 2017, nuestra central térmica de Barker, ubicada cerca de Tandil, Provincia de Buenos Aires, comenzó a operar el 29 de diciembre de 2017 y nuestra central térmica de Villa María, ubicada en la Provincia de Córdoba, comenzó a operar el 25 de enero de 2018. Asimismo, si bien han transcurrido más de 3 años desde que nuestras Centrales han iniciado sus operaciones bajo la

modalidad de ciclo simple, recientemente hemos finalizado nuestro proyecto de expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado. En tal sentido, tenemos resultados operativos limitados, especialmente bajo la modalidad de ciclo combinado, para demostrar nuestra capacidad para operar nuestro negocio que el inversor podría usar como base para evaluar nuestro negocio y nuestros potenciales clientes. Estamos sujetos a riesgos e incertidumbres comerciales asociados con cualquier negocio nuevo, incluido el riesgo de que no logremos nuestros objetivos operativos y nuestra estrategia comercial. Nuestro limitado historial operativo aumenta el riesgo y la incertidumbre que el inversor enfrenta al hacer una inversión en nosotros y la falta de información histórica puede no permitirle pronosticar o predecir tendencias confiables a largo plazo.

El pago de las Obligaciones Negociables depende exclusivamente de los flujos de efectivo generados por nuestras Centrales. El incumplimiento de los PPAs o su extinción anticipada, o la modificación o revocación de los PPAs y autorizaciones gubernamentales podrían reducir nuestros ingresos y podría tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Nuestras Centrales son nuestros únicos activos. Por lo tanto, a fin de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables dependemos de los flujos de efectivo producidos por nuestras Centrales de conformidad con los PPAs. En caso de incumplir las obligaciones asumidas en los PPAs o autorizaciones gubernamentales, o las normas y reglamentos aplicables en Argentina, podemos ser pasibles de sanciones de la Secretaría de Gobierno de Energía u otros entes estatales competentes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, o la resolución o revocación de nuestras concesiones o autorizaciones gubernamentales. Nuestras concesiones y autorizaciones gubernamentales también se hallan sujetas a expropiación por razones de interés público, de conformidad con la legislación aplicable. No es posible asegurar que los montos que tenemos derecho a cobrar en virtud de los PPAs o la legislación aplicable en caso de extinción, revocación o expropiación de las concesiones o cualquier autorización gubernamental serán efectivamente abonado o suficiente para cubrir todas nuestras pérdidas.

Adicionalmente, CAMMESA puede rescindir los PPAs, a su entera discreción y en la fecha en que así lo elija en caso de producirse cualquiera de los hechos de incumplimiento enumerados a continuación (los "Hechos de Incumplimiento de PPAs"), en la medida en que tales Hechos de Incumplimiento de PPAs no fueran debidamente subsanados:

a. cuando la empresa operativa renuncie a su carácter de Agente del MEM respecto de la Central correspondiente;
b. cuando la empresa operativa tome cualquier medida que invalide las obligaciones asumidas en virtud del PPAs correspondiente o las torne inexigibles;
c. cuando la empresa operativa se disuelva o comience un proceso de liquidación;
d. cuando la empresa operativa ingrese en estado de cesación de pagos;
e. cuando la empresa operativa sea declarada en quiebra;
f. cuando la empresa operativa inicie un proceso de concurso preventivo o quiebra;
g. cuando un tercero inicie un proceso de quiebra contra la empresa operativa correspondiente que no sea apelado en la primera oportunidad procesal aplicable;
h. cuando se produzca cualquier evento o acción que, de acuerdo con la legislación vigente, tenga efectos similares a los de los eventos descriptos en los párrafos (a) a (g) de la presente sección;
i. cuando la empresa operativa ceda una porción significativa de sus activos o derechos de forma que, a entera discreción de CAMMESA, impida o pueda impedir el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del PPA correspondiente;
cuando la empresa operativa celebre un acuerdo preventivo extrajudicial;
k. cuando se imponga supervisión judicial a los órganos administrativos de la empresa operativa, o se ejecute una porción substancial de los activos de la empresa operativa para la cancelación de una sentencia o reclamo; o
l. cuando incumplamos de forma substancial y reiterada o prolongada nuestra obligación de proveer la capacidad de generación comprometida, sin justa causa.

Por lo tanto, cualquiera de las sanciones antes descriptas, o la expropiación de nuestras concesiones por una autoridad gubernamental, o cualquier cambio regulatorio pueden tener un efecto adverso significativo sobre nuestros flujos de efectivo, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones, y afectar nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables. No podemos asegurar que el marco regulatorio actual que gobierna nuestra relación contractual con CAMMESA bajo nuestros PPAs, o los programas y políticas relacionadas con el sector eléctrico continuarán en el futuro, o que nuestros PPAs 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 nuestros PPAs, podríamos necesitar iniciar acciones legales para reclamar la compensación adecuada o incluso recibir dicha compensación, con resultados inherentemente inciertos.

Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

Los pagos que recibimos de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe de otros Agentes del MEM, como distribuidoras de electricidad y el gobierno argentino. Desde 2012, una cantidad significativa de Agentes del MEM (mayormente distribuidoras) incumplieron sus obligaciones de pago hacia CAMMESA, lo que afectó negativamente la capacidad de CAMMESA para satisfacer sus propias obligaciones de pago hacia las generadoras. En virtud de los PPAs, CAMMESA se encuentra obligada a realizar pagos de forma mensual.

En atención a los PPAs, CAMMESA está obligada a emitir una factura o una liquidación de ventas cada mes, en la que calcula el monto adeudado en virtud de cada uno de los PPAs en Dólares Estadounidenses. Tales montos son convertidos a Pesos y cancelados en dicha moneda, a la tasa de cambio publicada por el BCRA en "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista)" correspondiente al último Día Hábil del mes en que se emita la factura. De acuerdo con las regulaciones vigentes, CAMMESA pagará los montos de las facturas a la Emisora dentro de los treinta días posteriores (más dos Días Hábiles requerido para realizar las transferencias bancarias necesarias) a partir de la fecha de la factura y de ajustar el monto de su pago en Pesos hacia arriba o hacia abajo sobre la base de los Dólares Estadounidenses al tipo de cambio vigente el Día Hábil anterior en que se realiza el pago. En cuanto a las diferencias de tipos de cambio, se establece en efecto un régimen de notas de crédito y débito emitidas por CAMMESA para compensar las diferencias de cambio que puedan surgir entre el tipo de cambio del Día Hábil calculado para la factura y el tipo de cambio aplicable a la fecha efectiva de pago. Sin embargo, las fluctuaciones en el tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el Peso podrían tener un efecto negativo en nuestra condición financiera y resultados de operaciones. Por favor ver "*Riesgos Relacionados con la Argentina - Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones*". Asimismo, el hecho de que los plazos de pago estén contenidos en, y estén sujetos a las regulaciones aplicables (que están sujetas a enmiendas), en oposición a estar directamente establecidos en los PPAs, trae aparejado un riesgo de cambio de normativa con respecto a los plazos de pago del PPA.

De vez en cuando se han producido retrasos en la realización de los pagos adeudados por CAMMESA a los Agentes del MEM (la mayoría entre 2012 y 2016). Durante dicho periodo, CAMMESA tuvo demoras en los pagos de hasta 72 días. A su vez, comenzando en abril del año 2019, CAMMESA comenzó a experimentar demora en los pagos. Durante el año 2020, la demora promedio fue de 38 días en los pagos de CAMMESA, contados desde la fecha de vencimiento de la factura correspondiente. No podemos asegurar que en el futuro CAMMESA sea capaz de realizar pagos a las generadoras en atención a los términos de los PPAs. La inhabilidad de CAMMESA para realizar dichos pagos, o las demoras de CAMMESA en su realización, pueden tener un efecto material adverso en nuestro flujo de efectivo, condición financiera y resultado de nuestras operaciones.

La operación de las Centrales generadoras implica muchos riesgos operativos, de disponibilidad, tecnológicos y de otra naturaleza fuera de nuestro control.

Nuestras Centrales de energía tienen una historia de operación muy limitada, especialmente bajo la modalidad de ciclo combinado. La operación de las Centrales generadoras implica muchos riesgos, incluidos, entre otros, los siguientes:

- la posibilidad de que nuestras Centrales tengan un desempeño o una eficiencia de generación menores a los esperados o no se adecúen a sus especificaciones de diseño;
- el incumplimiento para llegar a, o la caída en la capacidad de la central ya que la tasa de calor típicamente aumenta debido a ineficiencias y pérdidas de degradación a medida que las Centrales envejecen;
- la interrupción o cancelación prolongada de las operaciones como resultado del desgaste normal, avería o falla de los equipos o procesos, o la existencia de defectos o errores de diseño, la existencia de requisitos de mantenimiento o construcción no anticipados, o la escasez de equipos de repuesto;
- la existencia de costos operativos y de mantenimiento no anticipados, incluyendo el costo de

combustibles que excedan el Consumo Específico Garantizado o un despacho excesivo de energía;

- la existencia de disputas laborales o escases de mano de obra, incluyendo la incapacidad de contratar y retener personal con la experiencia necesaria para operar las Centrales;
- la incapacidad de obtener o renovar los permisos gubernamentales necesarios;
- nuestra incapacidad para cumplir con las normas operativas y los límites establecidos por los permisos gubernamentales que nos fueran otorgados, o con la reglamentación ambiental y de salud actual o futura;
- errores de operación que puedan ocasionar la pérdida de vidas, lesiones físicas o la destrucción de bienes materiales;
- la interrupción o avería de nuestros sistemas de información y procesamiento;
- los efectos de acciones de terceros, como empresas generadoras y otras empresas transmisoras y usuarios;
- casos de fuerza mayor, incluyendo catástrofes tales como pandemias, incendios, terremotos, descargas atmosféricas, explosiones, sequías, inundaciones, actos de terrorismo, actos de sabotaje, actos de guerra u otros eventos que puedan ocasionar lesiones físicas, pérdidas de vidas, daños ambientales, o daños sustanciales a las Centrales generadoras o su destrucción, o la suspensión de sus operaciones;
- la nacionalización o expropiación por parte del gobierno a cambio de una compensación insuficiente para compensar nuestras pérdidas;
- cambios en la legislación o los permisos necesarios, incluyendo, entre otros, los cambios necesarios en las tarifas que recibimos por nuestra capacidad de generación y nuestra producción, otros términos y condiciones de nuestros contratos con proveedores estatales y tomadores regulares, la imposición o modificación de obligaciones respecto de terceros, la modificación de los términos en virtud de los cuales CAMMESA nos provee combustible y/o compensa por su costo, y la imposición de obligaciones de aumentar la capacidad de generación de nuestras Centrales;
- la existencia de gravámenes, derechos y otras imperfecciones en los títulos de nuestros bienes inmuebles;
- aumentos de la inflación y costos por encima de nuestras proyecciones; y
- acciones judiciales o reclamos en nuestra contra.

El acaecimiento de cualquiera de los eventos antes descriptos, entre otros, podría interrumpir temporal o permanentemente nuestras operaciones, reducir significativamente o anular nuestros ingresos, o aumentar substancialmente el costo de operación de las Centrales generadoras, incluyendo sus costos de mantenimiento y reparación, u obligarnos a realizar gastos de capital substanciales, afectando nuestra capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables. Los montos percibidos en virtud de cualquier póliza de seguros o garantía limitada pueden no ser suficientes para cubrir nuestro lucro cesante o los aumentos en nuestros costos.

Los desembolsos de capital para la expansión y conversión a ciclo combinado de nuestras Centrales térmicas fueron estimados en aproximadamente a US$490 millones, incluyendo IVA. Dicha inversión fue inicialmente financiada de la siguiente manera: (i) US$50 millones obtenidos del producido de la colocación del Bono Internacional 2018 emitido por la Emisora con fecha 1° de febrero de 2018; (ii) US$103 millones con financiamiento comercial provisto por General Electric; (iii) US$87 millones provenientes de los ingresos operativos de nuestras tres centrales térmicas; y (iv) US$ 250 millones obtenidos del producido de la colocación en forma privada de nuestras Obligaciones Negociables Privadas 2023, posteriormente refinanciadas por el Bono Internacional 2020. En caso de que el resultado de nuestras operaciones sea menor al esperado, tanto nuestro negocio como la situación financiera pueden verse afectados de manera importante y adversa.

Dependemos de, y vamos a continuar dependiendo de, terceras partes para el mantenimiento de dichas Centrales.

Dependemos de terceras partes, incluyendo las afiliadas de General Electric, para realizar un servicio de mantenimiento de relacionado con nuestras Centrales. En el caso de que alguna de las Centrales no tenga la capacidad y el rendimiento que pretendemos, nuestra capacidad para satisfacer las obligaciones contraídas en virtud de nuestros PPAs podría verse afectada. La escasez de repuestos críticos, servicios de mantenimiento y nuevos equipos y maquinarias requeridos para la operación de nuestras Centrales, también puede tener un efecto adverso significativo sobre nuestras operaciones. Asimismo, tal como se lo describe en "*Información de la*

Emisora – Nuestros Contratos Significativos", las partes de nuestros contratos principales tienen derecho a rescindir dichos contratos o negarse a efectuar los pagos o cumplir con las obligaciones resultantes de ellos en ciertas circunstancias, como en el caso de que fuéramos declarados en quiebra. A menos que podamos celebrar contratos de reemplazo para obtener los servicios y equipos necesarios de fuentes alternativas (y en términos razonables), tales circunstancias podrían afectar significativamente nuestra capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Nuestros contratos de EPC de los cuales somos o seremos partes, incluyen disposiciones de limitación de responsabilidad y daños que pueden evitar que percibamos compensaciones por la totalidad de los defectos, retrasos y otros resultados adversos atribuibles a los contratistas parte de nuestros contratos de EPC.

Hemos suscripto ciertos Contratos EPC con AESA para completar nuestro plan de expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a centrales de ciclo combinado, actualmente terminado. Sin embargo, la responsabilidad del contratista de EPC y de cualquier otro contratista de EPC que podamos tener en el futuro se encuentra limitada y excluye los daños incidentales y otros daños indirectos. En caso de que las acciones u omisiones de nuestro contratista de EPC generen consecuencias adversas para nuestras Centrales de energía, como retrasos, defectos, daños o el incumplimiento de las normas de diseño o desempeño, podemos incurrir en costos significativos de finalización o reparación, así como ser pasibles de sanciones significativas en virtud de los PPAs adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, o la recisión de estos últimos. Dadas las cláusulas de limitación de responsabilidad incluidas en nuestros contratos EPC, las compensaciones por daños que podemos obtener de nuestro contratista de EPC serán, en muchos casos, insuficientes para cubrir nuestras pérdidas. Asimismo, dicho contratista está plenamente exento de responsabilidad por retrasos y/o daños originados en determinadas causas, como las acciones de autoridades gubernamentales, que pueden incluir el retraso en el despacho de equipos en la aduana. En caso de producirse un retraso en el proceso de despacho de aduana, es posible que debamos compensar a nuestro contratista de EPC (mediante la modificación de nuestras órdenes o el ajuste de precios). Por lo tanto, es probable que las compensaciones por daños percibidas en virtud de nuestros Contratos EPC no sean suficientes para cubrir todas nuestras pérdidas, lo cual puede afectar substancial y negativamente nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables. Para más información, véase la sección "*Información de la Emisora – Nuestros Contratos Significativos*" del presente Prospecto.

Podríamos vernos imposibilitados de renovar nuestros PPAs o entrar en nuevos PPAs para la venta de capacidad generada y electricidad en el futuro, o dichos PPAs podrían ser modificados o rescindidos unilateralmente.

Podemos no ser capaces de renovar nuestros PPAs y ser adjudicados con nuevos PPAs, en términos más favorables, incluyendo razones ajenas a nosotros. Adicionalmente, los PPAs pueden quedar expuestos a incumplimientos contractuales por razones ajenas a nuestro control. Por ejemplo, los PPAs estipulan que ante situaciones de fuerza mayor (según definición del Código Civil y Comercial de la Nación), que no se subsanen dentro de determinada cantidad de días posteriores a la fecha de su comienzo, darán derecho a cualquiera de las partes a extinguir el PPA correspondiente (en el caso de los PPAs Ciclo Combinado, solo a partir de la Fecha de Habilitación Comercial), sin la obligación de pagar daños y perjuicios (ni de reclamarle tal concepto) a la otra parte. Para mayor información sobre los PPAs, véase "*Información de la Emisora – Nuestros Contratos Significativos*" en el presente Prospecto.

La falta de renovación, rescisión o modificación de cualquiera de los PPAs en un modo sustancialmente adverso a nuestros intereses, podría tener un efecto sustancial adverso sobre los negocios y los resultados de nuestras operaciones.

Nuestro negocio puede requerir gastos de capital sustanciales para los requisitos de mantenimiento continuo y la expansión de nuestra capacidad de generación instalada.

Es posible que nuestro negocio pueda requerir gastos de capital para financiar el mantenimiento continuo para mantener la generación de energía, el rendimiento operativo y mejorar las capacidades de nuestras instalaciones de generación eléctrica. Si no podemos financiar dichos gastos de capital en términos satisfactorios, nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones y situación financiera podrían verse negativamente afectados. Nuestra capacidad de financiamiento puede verse limitada por las restricciones del mercado sobre la disponibilidad de financiamiento para las empresas argentinas. Para más información, véase "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con Argentina: La capacidad de Argentina de obtener financiamiento de los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento*" del presente Prospecto.

Nuestra capacidad de generación de electricidad en nuestras Centrales depende de la disponibilidad de gas natural y gasoil; así, las fluctuaciones en la oferta del gas y del gasoil podrían afectar sustancialmente y de manera adversa los resultados de nuestras operaciones.

En virtud de nuestros PPAs Ciclo Simple suscriptos en el marco de la Resolución SEE 21/2016 y la regulación aplicable, CAMMESA (en su carácter de único proveedor de combustibles en el mercado energético argentino de acuerdo con la regulación vigente) nos suministra el gas natural o gasoil necesario para la operación de nuestras Centrales. Por otro lado, de conformidad con los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, en relación con la expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado, inicialmente se requería que obtuviéramos el combustible de terceras partes, en lugar de que dicho combustible ser provisto directamente por CAMMESA, y CAMMESA nos compensaría los costos incurridos en la adquisición de combustible al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución 354/2020 de la SEE, a partir del 1ro de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro de combustible y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

La obligación de CAMMESA de proveernos de gas natural o gasoil se encuentra limitada al monto del Consumo Específico Garantizado acordado para cada Central. Por lo tanto, en caso de exceder el Consumo Específico Garantizado en virtud de dichos PPA seremos responsables de abonar el gas natural o gasoil excedente utilizado. En caso de superar el Consumo Específico Garantizado, el excedente no será reconocido por CAMMESA, por lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros flujos de efectivo, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones, y afectar nuestra capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables. Asimismo, en caso de que CAMMESA nos provea de combustibles que no cumplen con las especificaciones técnicas resultantes de nuestros contratos de mantenimiento, las tareas de mantenimiento dispuestas en dichos contratos pueden tener que realizarse antes de lo programado, lo que podría afectar nuestros flujos de efectivo.

Asimismo, la entrega de gas natural y gasoil depende de la infraestructura (incluyendo las instalaciones para barcazas, caminos y gasoductos) disponible para cada instalación de generación. Por lo tanto, nuestras Centrales están sujetas a los riesgos planteados por la interrupción o contracción de la cadena y/o infraestructura de entrega de combustibles. Tales interrupciones o contracciones podrían generar una escasez de gas natural o el gasoil o un aumento del precio de dichos combustibles. El suministro y el precio del gas natural y el gasoil utilizado en nuestras Centrales se han visto y pueden verse afectados por la disponibilidad de gas natural en Argentina, la necesidad de importar una mayor cantidad de gas natural, gasoil y/o gas natural licuado, a un precio mayor al correspondiente al suministro local como resultado de una disminución de la producción local, y a cualquier redistribución del gas natural ordenada por la autoridad de aplicación (dada la actual escases de gas natural y la disminución de las reservas existentes), entre otras cosas. Asimismo, tampoco se puede asegurar que hubiese suficiente capacidad de transporte para transportar el gas natural desde su lugar de producción hasta el consumo en las centrales térmicas.

Si CAMMESA dejara de proveernos de combustibles, cualquier reducción en nuestra capacidad de generación como resultado de dicho incumplimiento no generará una reducción en el cálculo de la capacidad que debemos poner a disposición en forma mensual o la aplicación de Cargos por Indisponibilidad.

Ante desperfectos mecánicos o eléctricos u otras condiciones operativas que nos impidan generar electricidad y suministrarla al SADI cuando corresponda, seremos pasibles de pérdidas monetarias y de la posible extinción de los PPAs.

Las unidades de generación de energía tienen riesgo de sufrir desperfectos mecánicos o eléctricos, y es posible que sufran períodos de escasez que afecten nuestra capacidad de generación eléctrica o de suministro al SADI. En caso de imposibilidad de generación eléctrica y de suministro al SADI cuando se solicite, seremos pasibles de una reducción de hasta el 50% en los Pagos por Capacidad Fija, que representan la mayor parte de nuestros ingresos.

Si bien el operador de los contratos de mantenimiento de nuestras Centrales debe resarcirnos por los daños liquidados en concepto de ciertos desperfectos o mantenimientos no programados, dichos daños tienen un límite que se ubica muy por debajo de las sanciones que podemos sufrir en virtud de los PPAs.

Ante el incumplimiento prolongado o reiterado de nuestra parte en relación con el suministro de energía al momento del despacho, CAMMESA podrá extinguir los PPAs que nos han sido adjudicados, lo cual tendría un efecto adverso significativo en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones.

Los cortes prolongados o reiterados en una o más de una de nuestras Centrales tendrían un efecto adverso significativo en nuestra actividad comercial y en los resultados de las operaciones, y podrían perjudicar nuestra capacidad de pago en virtud de las Obligaciones Negociables.

En caso de incumplimiento de la legislación aplicable o de la obtención y conservación oportunas de los permisos correspondientes, la operación de las Centrales podría verse afectadas de forma adversa.

En la Argentina rigen diversas leyes y normas federales, provinciales y municipales en materia de desarrollo, construcción, y operación de mejoras de la tierra, así como en materia de construcción y operación de proyectos de energía térmica en particular. Entre las leyes y las normas aplicables en materia de construcción y operación de centrales se encuentran las siguientes: (a) normas y procedimientos de seguridad e higiene; (b) procedimientos correspondientes a la generación y la transmisión de electricidad a los efectos de procurar la seguridad y la fiabilidad de la red de transmisión eléctrica; (c) requisitos sobre el uso de las tierras y el emplazamiento de obras; (d) regulaciones relacionadas con la extracción de agua y emisiones de aire, (e) leyes en materia de protección ambiental, incluida la legislación en materia de calidad de agua y de desagües pluviales, y la legislación en materia de preservación de especies amenazadas y en peligro de extinción y de su hábitat; y (e) leyes que rigen demás cuestiones de política pública y social.

A los efectos de cumplir con las leyes y las normas aplicables, es posible que se requieran permisos o autorizaciones de órganos de gobierno que impliquen una lenta tramitación, así como tiempo, costos y gastos significativos. El incumplimiento de estas leyes y normas puede ser pasible de sanciones o multas, o de restricción o cese de las operaciones. Asimismo, es posible que los permisos o las autorizaciones de gobierno se otorguen con sujeción a ciertas condiciones o requisitos cuyo cumplimiento puede resultar dificultoso o costoso. Ante el incumplimiento de estos requisitos o la incapacidad de obtener o contar con los permisos correspondientes, la construcción y la operación y expansión y conversión de las Centrales puede ser susceptible de retrasos o interrupciones.

Aún no se han obtenido diversos permisos necesarios para la construcción o las operaciones de nuestro proyecto de expansión y conversión de nuestras centrales de ciclo simple a centrales de ciclo combinado. No podemos garantizar la obtención de los permisos ni aprobaciones gubernamentales correspondientes que aún no se hayan obtenido ni la de aquellos que se requieran posteriormente, así como tampoco la obtención de las modificaciones correspondientes de las aprobaciones reglamentarias existentes ni su renovación. Es posible que posteriormente se requieran aprobaciones reglamentarias adicionales debido a modificaciones de leyes o de normas o debido a otras razones. Asimismo, la legislación y las normas en materia de zonificación, seguridad e higiene se encuentran sujetas a modificaciones periódicas y suelen ser más restrictivas con el transcurso del tiempo. Por lo tanto, no se puede garantizar que dichas leyes o normas no sean susceptibles de modificaciones ni de reinterpretaciones, ni que se aprueben nuevas leyes o normas, y es posible que los costos que irrogue el cumplimiento de las normas futuras sean significativamente superiores.

En caso de que suceda cualquiera de los hechos descriptos anteriormente, incluidos los retrasos o el incumplimiento de obtener, conservar o renovar los permisos y aprobaciones correspondientes, se podría interrumpir la operación de las Centrales, o podrían irrogarse costos adicionales, y por ello es posible que no podamos dar cumplimiento a las obligaciones de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

Es posible que estemos expuestos a riesgos de litigios y pleitos administrativos que podrían tener un efecto adverso y significativo en nuestro rendimiento comercial y financiero en caso de que se dicten sentencias desfavorables.

Nuestro negocio puede estar expuesto a litigios relacionados con procedimientos laborales, ambientales, reglamentarios, fiscales y administrativos, investigaciones gubernamentales, reclamos por agravios, disputas contractuales y procesos criminales, entre otros. Por ejemplo, se inició un proceso legal por parte de una asociación medioambiental contra la Emisora, alegando falta de permisos en la construcción de la central, y solicitando el cese de la construcción y operación de la central. El reclamo fue acompañado por una medida cautelar contra la construcción de la central de energía, que fue derrotada en primera instancia ante un juez federal y en apelación ante un tribunal federal de apelaciones. Posteriormente, se presentó una segunda medida similar, en el contexto del mismo juicio contra la construcción de la central de energía, que también fue derrotada en primera instancia ante un juez federal. Creemos que tenemos todos los permisos requeridos para la construcción y que son necesarios para la operación de la Central General Rojo, y creemos que tendremos éxito en el proceso legal en todas las instancias. Si no tuviéramos éxito, la Emisora podría ser multado y/o la operación de la Central General Rojo podría suspenderse, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

En este contexto y de otros procedimientos similares, es posible que no solo debamos pagar multas o daños, sino también ser pasibles de sanciones o medidas cautelares que afecten nuestra capacidad para continuar con las operaciones. Si bien podemos deducir oposiciones con vehemencia a estas pretensiones y realizar los reclamos correspondientes de seguros, los litigios y demás procesos son costosos e impredecibles por naturaleza y el poder judicial es altamente discrecional, lo que dificulta realizar una estimación precisa de su resultado real o potencial. Si bien podemos calcular provisiones según lo estimemos necesario, las sumas que contabilicemos podrían variar en forma significativa frente a los desembolsos reales, debido a las incertidumbres intrínsecas del proceso de estimación.

La cobertura en virtud de las garantías de equipos pesados y de los contratos de servicio a largo plazo es limitada.

Los equipos pesados que están asociados a nuestras centrales constan de turbogeneradores (modelo LM6000-PC Sprint y transformadores), las calderas, los turbogeneradores de vapor y los transformadores provistos o a ser provistos por afiliadas de General Electric en virtud de los contratos suscriptos en relación con nuestro proyecto de expansión y conversión, actualmente terminado. Las garantías de las turbinas correspondientes al ciclo simple tienen vencimiento a los 12 meses posteriores a la fecha de operación comercial correspondiente a dichos equipos. Las obligaciones de garantía del contratista EPC (a) se limitan a las deficiencias que surjan dentro del período mencionado de 12 meses, y (b), en lo atinente a las reparaciones en garantía, se limitan a los 12 meses posteriores a la reparación; no obstante, en ningún caso el período de garantía podrá prorrogarse por más de los 18 meses posteriores a la fecha de operación comercial de la turbina correspondiente. Las garantías de las turbinas y de los equipos complementarios correspondientes al ciclo combinado tienen vencimiento a los 14 y 18 meses, respectivamente, posteriores a la fecha de operación comercial correspondiente a dichos equipos, o a los 24 meses de su embarco, lo que ocurra primero. Las obligaciones de garantía del contratista EPC (a) se limitan a las deficiencias que surjan dentro del período mencionado de 12 meses, y (b) en lo atinente a las reparaciones en garantía, se limitan a los 12 meses posteriores a la reparación; no obstante, en ningún caso el período de garantía podrá prorrogarse por más de los 12 meses posteriores al vencimiento del período de garantía original. Al vencimiento de la garantía, tenemos responsabilidad directa por los costos de reparación, mantenimiento y reemplazo de los equipos pesados. Asimismo, las garantías correspondientes a los equipos pesados y las garantías de cumplimiento se encuentran supeditadas a ciertas condiciones que, en caso de no cumplirse, limitarían la cobertura de las garantías y de las garantías de cumplimiento, lo que nos irrogaría costos adicionales para reparar los equipos o mejorar su rendimiento. En caso de que nuestros equipos pesados tuvieran un funcionamiento deficiente, podrían verse afectados nuestros resultados de operación en forma significativa, y se podrían registrar aumentos significativos en los gastos operativos de la Emisora. Ello, a su vez, constituiría un perjuicio para nuestra capacidad de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa. Para más información, véase "*Información de la Emisora – Nuestros Contratos Significativos*" del presente Prospecto.

Los intereses de nuestros accionistas pueden entrar en conflicto con nuestros intereses y con los intereses de los titulares de las Obligaciones Negociables.

Nuestros accionistas principales son titulares del 99,53% del capital social de la Emisora y tienen la facultad de designar a la totalidad de los directores y directivos, así como determinar el resultado de las medidas que requieran su aprobación, incluidas las transacciones con partes relacionadas, concursos preventivos y la forma y fechas de pago de los dividendos. El Directorio de la Emisora tiene la responsabilidad de establecer las políticas y las normas comerciales generales, así como las estrategias a largo plazo. De conformidad con el estatuto social, los directores y los funcionarios ejecutivos pueden ser removidos en Asamblea en todo momento. El Director Ejecutivo es designado por el Directorio y puede ser removido por dicho órgano en todo momento. Por lo tanto, los accionistas principales pueden incidir en forma considerable en las políticas, las estrategias, y la administración y las operaciones cotidianas, y es posible que sus intereses no sean compatibles con los intereses de los titulares de las Obligaciones Negociables. Ver "*Estructura del Emisor, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas*" de este Prospecto.

Es posible que los accionistas principales tengan participación en otras empresas o proyectos de generación de energía que compitan con nosotros, en especial en caso de que las empresas o los proyectos en cuestión tengan una capacidad de generación de mayor rendimiento que tendría prioridad por parte de CAMMESA al momento de solicitar el despacho de energía desde los generadores.

A la fecha de este Prospecto, ninguno de nuestros directores es independiente. En casos de conflicto de intereses entre los accionistas, por un lado, y los titulares de las obligaciones negociables, por otro, es posible que los accionistas principales ejerzan sus facultades para decidir el rumbo de la Emisora con un efecto adverso

para los titulares. A modo de ejemplo, los accionistas pueden decidir que la Emisora no lleve a cabo ciertas actividades, no realice ciertos gastos ni pagos de dividendos ni lleve a cabo ciertas transacciones con sus afiliadas, o pueden instar a que el Directorio y/o los funcionarios ejecutivos decidan dichas medidas. Es posible que estas decisiones por parte de los accionistas tengan como fin primordial la promoción de sus propios intereses y no el fin único de mejorar nuestra actividad comercial. Estas medidas pueden afectar de forma adversa nuestra actividad comercial, los resultados de las operaciones, nuestra situación patrimonial y, como consecuencia de ello, podría perjudicar nuestra capacidad de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

Es posible que el seguro con el que contamos y cualquier seguro que esperamos obtener sean insuficientes y no existan en la Argentina.

Si bien hemos mantenido y esperamos que la cobertura de seguro continúe siendo compatible con la práctica de la industria para protegernos de ciertos riesgos operativos o de otra índole, como pérdidas o daños materiales fortuitos y la interrupción de la actividad comercial, incluido cobertura de responsabilidad civil, es posible que no todos los riesgos estén asegurados o sean asegurables. Las pólizas de seguros que cubren ciertos riesgos, tales como los riesgos medioambientales, no se encuentran aún disponibles en la Argentina. No garantizamos que nuestra cobertura de riesgos sea adecuada para todo riesgo o pérdida en particular. Aseguraremos ciertos riesgos con aseguradoras radicadas en la Argentina conforme a la legislación argentina y a nuestros contratos principales. Es posible que las aseguradoras argentinas no tengan solvencia estable ni acceso adecuado a pólizas de reaseguro, y es posible que sus fondos, de existir, no logren saldar nuestros reclamos ante un siniestro. En caso de un accidente o siniestro que no esté cubierto por las pólizas de seguros que contratemos posteriormente, o en caso de insolvencia o incapacidad de cancelación de nuestros reclamos por parte de nuestras potenciales aseguradoras, es posible que suframos daños materiales o que tengamos que desembolsar sumas significativas de nuestros propios fondos, lo cual tendría un efecto adverso significativo en nuestros resultados de las operaciones y en nuestra situación patrimonial. Ver "*Información de la Emisora - Seguros*".

Podríamos sufrir daños debido a algún desperfecto o interrupción de nuestros sistemas informáticos y de nuestra maquinaria automatizada.

Contamos con nuestros propios sistemas informáticos y maquinaria automatizada para llevar a cabo una administración eficaz de los procesos de generación. No obstante, incluso los sistemas informáticos y la maquinaria de avanzada son pasibles de sufrir defectos, interrupciones y averías. Asimismo, es posible que nuestros sistemas informáticos y nuestra maquinaria automatizada sea vulnerable a los daños o interrupciones que surjan de circunstancias que estén fuera de nuestro alcance, por ejemplo, incendios, desastres naturales, fallas del sistema, virus y violaciones de seguridad, incluidas las violaciones a nuestros sistemas de procesamiento de producción. Toda falla imprevista en los sistemas informáticos y la maquinaria automatizada podría interrumpir nuestras operaciones, reducir nuestro rendimiento, o causar daños a nuestros equipos. Por lo tanto, es posible que no podamos generar la energía eléctrica que se establece en los PPAs en los momentos previstos, o que incumplamos las normas de rendimiento de combustible que determinan la suma que CAMMESA nos reembolsará en concepto de gastos de combustible. Es posible que seamos pasibles de sanciones y pérdidas monetarias significativas conforme a los PPAs, y que contraigamos gastos significativos para reparar o actualizar los sistemas informáticos y la maquinaria automatizada. Por lo tanto, toda interrupción o daño podría tener un efecto adverso significativo en nuestros resultados comerciales y podría perjudicar nuestra capacidad de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

Asimismo, en los últimos años han aumentado en general los riesgos de seguridad de la información como consecuencia de la proliferación de las nuevas tecnologías y de la mayor sofisticación y actividad de los ciberataques. Hemos conectado nuestros equipos y sistemas a Internet en forma creciente. Debido a la naturaleza esencial de nuestra infraestructura y al aumento de la accesibilidad mediante la conexión a Internet, es posible que tengamos mayores riesgos de ciberataques. En ese caso, nuestras operaciones comerciales podrían verse interrumpidas, nuestros bienes podrían sufrir daños y se podría sustraer información de nuestros clientes; asimismo, podríamos tener pérdidas monetarias significativas, gastos fortuitos y demás pérdidas pecuniarias, así como sufrir un aumento en la cantidad de litigios y daños a nuestra reputación. Los ciberataques podrían tener un efecto adverso en nuestra actividad comercial, los resultados de las operaciones y nuestra situación patrimonial. Nos atenemos a las normas laborales y es posible que estemos expuestos a deudas y costos potenciales para dar cumplimiento a dichas normas.

De conformidad con la legislación y las normas laborales de la Argentina, nos atenemos a las leyes y las normas en materia de seguridad e higiene que rigen la salud y la seguridad de nuestros empleados, en otras cuestiones.

En caso de que se dicte sentencia firme en nuestra contra o en contra de nuestros contratistas en un proceso administrativo relativo a la violación de leyes o normas laborales, es posible que debamos responder en forma individual o conjunta por las penas y las sanciones, incluido el pago de multas. En el caso de las leyes de seguridad e higiene laboral, y según la gravedad de la infracción, las penas y las sanciones pueden incluir restricciones al acceso de las centrales y la cancelación o suspensión de inscripciones, autorizaciones, permisos y licencias gubernamentales. Estos supuestos pueden provocar la interrupción o la descontinuación de las actividades que se desarrollarán en las centrales y nos pueden afectar de forma adversa y significativa.

Las huelgas laborales podrían tener un efecto adverso en nuestra actividad comercial.

Podrían ocurrir paralizaciones o huelgas laborales llevadas a cabo por nuestros empleados directos, por los empleados de nuestros contratistas independientes, y ello podría tener un efecto adverso en nuestros ingresos y nuestras ganancias y, a su vez, podría perjudicar nuestra capacidad de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa. Ver "*Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes) – Empleados*" de este Prospecto.

Nuestro desempeño depende en gran medida del reclutamiento y retención de personal clave.

Nuestro desempeño actual y futuro y la operación de nuestro negocio dependen de la contribución de nuestra alta gerencia y nuestro equipo de ingenieros altamente calificados y otros empleados clave. Dependemos de nuestra capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener a la gerencia clave y personal especializado con las habilidades y experiencia necesarias. No podemos asegurarle que tendremos éxito en retener y atraer personal clave y que el reemplazo de cualquier personal clave que se vaya podría ser difícil y tomar mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad para contratar reemplazos adecuados o personal adicional podrían tener un efecto adverso sustancial en nuestro negocio, nuestra situación financiera, los resultados de nuestras operaciones y, por lo tanto, nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones.

Nos atenemos a las leyes y a las normas argentinas en materia de lucha contra la corrupción, el cohecho, el lavado de dinero y la competencia desleal. En caso de violación de estas leyes o normas, nuestra reputación y el resultado de las operaciones podrían verse afectados de forma adversa y significativa.

Nuestros principales clientes son entidades que se encuentran bajo la órbita del gobierno nacional argentino, o en las cuales el gobierno tiene participación. Nos atenemos a las leyes en materia de lucha contra la corrupción, el cohecho, el lavado de dinero y la competencia desleal, así como a otras leyes y normas internacionales, y debemos dar cumplimiento a las leyes y normas aplicables de la Argentina. Podríamos encontrarnos sujetos a investigaciones y procedimientos por parte de autoridades debido a supuestas violaciones de dichas leyes. Estas investigaciones y procedimientos podrían resultar en multas u otras obligaciones y podrían tener un efecto material adverso sobre nuestra reputación, negocio, condiciones financieras y resultado de nuestras operaciones. Asimismo, nos atenemos a las normas en materia de sanciones económicas que restringen nuestras negociaciones con ciertos países, personas humanas y jurídicas que recibieron sanciones. No podemos garantizar que nuestras políticas y procedimientos internos sean suficientes para evitar o detectar la totalidad de las prácticas inapropiadas, conductas dolosas o violaciones de la ley por parte de nuestras sociedades afiliadas, empleados, directores, funcionarios, asociadas, representantes ni proveedores de servicios, así como tampoco podemos garantizar que dichas personas no tomen medidas que violen nuestras políticas ni nuestros procedimientos. Ante toda violación de las leyes en materia de lucha contra el cohecho y la corrupción y las normas en materia de sanciones, nuestra actividad comercial, nuestra reputación y nuestros resultados de las operaciones podrían verse afectados de forma adversa y significativa.

Adicionalmente, desde que la Ley de Responsabilidad Penal Empresarial entró en vigencia, podríamos ser responsables por la comisión de ciertos delitos penales cometidos por oficiales, empleados o accionistas, incluyendo los sobornos y otros delitos de corrupción. Si cualquier oficial, empleado o accionista participara en fraude, corrupción o cualquier práctica comercial desleal o incumpliera o violara las leyes aplicables, regulaciones o controles internos, podríamos ser sujetos a uno o más medidas o ser responsables por la violación de dichas leyes, lo que podría resultar en sanciones, multas y sanciones y a su vez afectar adversamente nuestra reputación, negocios, condiciones financieras y el resultado de nuestras operaciones.

Riesgos relativos a las Obligaciones Negociables

Es posible que no generemos un flujo de fondos suficiente para saldar el servicio de la deuda y otras obligaciones, incluidas las obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

Nuestra capacidad de cancelar el capital y los intereses en virtud de las Obligaciones Negociables estará

supeditada a nuestra capacidad de generar un flujo de fondos suficiente a partir de nuestras operaciones. No podemos garantizar la generación de un flujo de fondos suficiente para saldar la totalidad de los gastos, incluidos los pagos de las Obligaciones Negociables.

Ninguna de las sociedades afiliadas, salvo nuestras futuras subsidiarias (de existir), garantizará nuestras obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables, y los titulares de dichos instrumentos no exigirán su cancelación por parte de nuestros socios ni ninguna de nuestras afiliadas (salvo nuestras futuras subsidiarias, de existir) ni ninguno de sus socios fundadores, socios, directores, funcionarios ni empleados, así como tampoco recurrirán a ellos para tal fin.

Nuestro endeudamiento podría afectar negativamente nuestra condición financiera e impedir que cumplamos con nuestras obligaciones, incluidas nuestras obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables.

Al 31 de diciembre de 2020, la Emisora tenía $72.845 millones (US$ 870 millones) de endeudamiento, de los cuales $ 72.275 millones (US$ 859 millones) correspondían a deuda garantizada.

El nivel de nuestro endeudamiento podría tener consecuencias importantes para el inversor, incluyendo lo siguiente:

- puede limitar nuestra capacidad de pedir dinero prestado para financiar nuestras necesidades de capital de trabajo y gastos de capital;
- puede limitar nuestra flexibilidad en la planificación o la reacción a los cambios en nuestro sector comercial e industrial, en particular nuestra capacidad de aprovechar las oportunidades comerciales futuras;
- puede hacernos más vulnerables a una desaceleración en nuestro sector empresarial o industrial, así como en la economía argentina o internacional, incluidos los aumentos en las tasas de interés;
- puede colocarnos en una desventaja competitiva en comparación con nuestros competidores con niveles más bajos de endeudamiento;
- puede hacernos más difícil generar suficiente flujo de caja para cumplir nuestras obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables;
- una parte importante de nuestro flujo de efectivo de las operaciones estará dedicada al reembolso de nuestra deuda, y no estará disponible para otros fines; y
- habría un efecto material adverso en nuestro negocio y condición financiera si no pudiéramos pagar nuestro endeudamiento u obtener financiamiento adicional según sea necesario.

Aunque los compromisos asumidos bajo nuestro endeudamiento financiero restringen nuestra capacidad de incurrir en endeudamiento adicional, estas restricciones están sujetas a una serie de calificaciones y excepciones, y el endeudamiento en el que podamos incurrir en cumplimiento de estas restricciones podría ser significativo.

Es posible que no podamos generar la cantidad significativa de flujo de efectivo necesario para pagar intereses y montos de capital en todas nuestras deudas a medida que vencen, incluyendo capital e intereses sobre las Obligaciones Negociables y cualquier endeudamiento futuro, lo que podría resultar en incapacidad para cumplir nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables. Además, es posible que se nos solicite que refinanciemos nuestro endeudamiento a su vencimiento, incluidas las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa, y no podemos asegurarle que podremos hacerlo.

Es posible que no se desarrolle un mercado comercial activo para las Obligaciones Negociables.

No podemos garantizar el desarrollo de un mercado comercial activo para las Obligaciones Negociables, ni su estabilidad en caso de que se produzca su desarrollo. En caso de que no se desarrolle o no se mantenga un mercado comercial, es posible que los titulares de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa tengan dificultades para revender las Obligaciones Negociables, no puedan venderlas a un precio atractivo o ni siquiera venderlas. Asimismo, incluso en caso de que se desarrolle un mercado para las mismas, su liquidez dependerá de la cantidad de tenedores, el interés de los agentes en crear un mercado para las Obligaciones Negociables, así como otros factores. Por lo tanto, es posible que se desarrolle un mercado para las Obligaciones Negociables, aunque puede carecer de liquidez. Asimismo, si las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa cotizan, es posible que lo hagan con un descuento en relación con su precio de oferta inicial según las tasas de interés vigentes, el mercado de títulos valor similares, las condiciones económicas generales, nuestro rendimiento, las expectativas comerciales y demás factores.

En consecuencia, es posible que los tenedores de Obligaciones Negociables no puedan liquidar sus inversiones con facilidad o en absoluto.

Es posible que los controles cambiarios y las restricciones a las transferencias al extranjero perjudiquen su

capacidad para recibir los pagos previstos en las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa o para repatriar las inversiones realizadas en las Obligaciones Negociables.

En los años 2001 y 2002, Argentina dispuso controles cambiarios y restricciones a las transferencias de divisas, y de esa forma limitó la capacidad de las empresas para conservar la moneda extranjera o efectuar pagos en el extranjero. Sin embargo, en el último trimestre del año 2011 se dictaron nuevas resoluciones por parte del BCRA, que restringieron de forma significativa el acceso de los individuos y entidades del sector privado al mercado de cambios. En 2016 el gobierno anterior de Mauricio Macri dejó sin efecto o flexibilizado muchas de las restricciones cambiarias, incluidas aquellas que requieren la autorización previa del BCRA para la transferencia de fondos al exterior a fin de pagar capital e intereses sobre obligaciones de deuda a su vencimiento. Sin embargo, los controles cambiarios volvieron a ser implementados el 1 de septiembre de 2019 a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 y la Comunicación "A" 6770. Los controles de cambio fueron inicialmente implementados hasta el 31 de diciembre de 2019, pero fueron posteriormente extendidos indefinidamente, incluso mayores y más estrictos controles fueron implementados. Para más información sobre los controles de cambio vigentes, véase "*Información Adicional – Controles de Cambio*" del presente Prospecto.

En particular, las normas cambiarias impuestas por el BCRA pueden afectar adversamente la capacidad de los Tenedores de Obligaciones Negociables de cobrar la tenencia que se custodie en cuentas que sean diferentes a una cuenta comitente abierta en Caja de Valores S.A. Ello así, toda vez que en virtud de lo dispuesto en el punto 4.2.5 de la Comunicación "A" 6844, las centrales locales de depósito colectivo no tienen acceso al mercado de cambios para efectuar transferencias a centrales de depósito colectivo del exterior por los servicios de capital e intereses de títulos en moneda extranjera (excepto títulos emitidos por el Tesoro Nacional). En tal sentido, la capacidad de tenedores cuya tenencia de Obligaciones Negociables sea mantenida a través de una entidad de depósito colectivo del exterior para recibir Dólares Estadounidenses en el exterior se verá afectada mientras se mantenga este criterio.

Por consiguiente, no se puede asegurar que los tenedores puedan transferir libremente al exterior el cobro de los servicios de deuda bajo las mismas, o en caso de que puedan hacerlo ello acarree mayores costos que estarán a su exclusivo cargo.

Es posible que los acontecimientos de otros países puedan tener un efecto adverso en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

El valor de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado de forma adversa debido al desarrollo de los mercados financieros internacionales y a las condiciones económicas mundiales. Los mercados de valores argentinos dependen, en distintos grados, de las condiciones económicas y de mercado de otros países, en especial en América Latina y otros mercados emergentes. Si bien las condiciones económicas son diferentes en cada país, es posible que la reacción de los inversores a los acontecimientos que ocurran en un país afecte los títulos valores de los emisores de otros países, incluida la Argentina. No podemos garantizar que los hechos que ocurran en otros países no tengan un efecto negativo en el mercado de valores de los emisores argentinos, ni que dichos desarrollos no tengan un efecto negativo en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. A modo ilustrativo, el aumento de las tasas de interés en un país desarrollado, como los Estados Unidos, o un hecho negativo en un mercado emergente, puede provocar una fuga significativa de capitales de Argentina y producir una caída del precio comercial de las Obligaciones Negociables. Para más información véase "*Riesgos Relacionados con Argentina – La economía argentina podría resultar afectada de manera adversa por sucesos económicos en otros mercados globales.*" del presente Prospecto.

Es posible que rescatemos las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento.

Podemos rescatar las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa a nuestra entera discreción siempre y cuando se cumplan ciertos requisitos establecidos en la sección "*De la Oferta, el Listado y la Negociación*". Es posible que decidamos rescatar las Obligaciones Negociables cuando las tasas de interés vigentes sean relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos de rescate en un título valor similar a una tasa de interés efectiva tan alta como la de las obligaciones negociables.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables pueden enfrentar dificultades para hacer valer la responsabilidad civil contra nosotros o nuestros directores, funcionarios y partes controlantes.

La Emisora es una sociedad anónima constituida de conformidad con la legislación argentina y tenemos sede social en la Argentina. La totalidad de nuestros directores, funcionarios y accionistas principales tienen domicilio en la Argentina. Asimismo, todos o una parte considerable de nuestros activos y los activos de nuestros directores, funcionarios y partes controlantes se encuentran en la Argentina o fuera de los Estados Unidos. Por ello, es posible que los titulares de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa tengan dificultad

para cursar notificaciones dentro de los Estados Unidos a aquellas personas o para ejecutar las sentencias que se dicten en su contra, incluidas las acciones civiles conforme a las leyes federales de títulos valores que rigen en los Estados Unidos u otras leyes de títulos valores que no rijan en la Argentina. Según el asesoramiento de nuestro letrado argentino, en Argentina es incierta la exigibilidad de la responsabilidad fundada exclusivamente en las leyes federales de títulos valores de los Estados Unidos o en otras leyes de títulos valores que no rijan en la Argentina, sin importar que las sentencias en cuestión emanen de tribunales argentinos o de tribunales estadounidenses o de otros países y se pretenda su ejecución en la Argentina. Los tribunales argentinos reconocerían y ejecutarían las sentencias de tribunales extranjeros siempre y cuando se cumplan los requisitos establecidos en la legislación argentina.

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

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o procesos similares, la normativa argentina aplicable a las obligaciones negociables (que incluye a título enunciativo pero no limitativo las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables de la Argentina) y sus modificatorias quedará supeditada a la Ley Nº 24.522 de la República Argentina (la "Ley de Concursos y Quiebras") y sus modificatorias, así como a otras normas aplicables a reestructuraciones societarias y, por lo tanto, es posible que no rijan ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables.

A los efectos de computar las mayorías que establece la Ley de Concursos y Quiebras (que requiere la mayoría absoluta de los acreedores que representen las dos terceras partes (2/3) del pasivo quirografario total), el procedimiento de votación que prevé dicha ley para los titulares de obligaciones negociables es diferente al procedimiento correspondiente a los acreedores quirografarios. Conforme a este sistema, es posible que los titulares de las Obligaciones Negociables tengan un poder de negociación significativamente menor que el de otros acreedores financieros de la Emisora ante un supuesto de concurso preventivo.

Asimismo, la jurisprudencia ha determinado que los titulares de obligaciones negociables que no asisten a las reuniones para votar o se abstienen no se tendrán en cuenta a los efectos de computar dichas mayorías. Como consecuencia del concurso preventivo, es posible que el poder de negociación de los titulares de las obligaciones negociables se vea disminuido frente a las facultades de otros acreedores financieros y comerciales de la Emisora.

Las sentencias de los tribunales argentinos que ejecutan obligaciones denominadas en moneda extranjera pueden ordenar su pago en Pesos.

Si los procedimientos fueran llevados a cabo en tribunales de Argentina para cumplir nuestras obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, estas obligaciones pueden ser pagaderas en Pesos en una cantidad igual a la cantidad de que se requiera de Pesos para liquidar la obligación denominada en moneda extranjera en los términos y condiciones acordados, sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, de acuerdo con el tipo de cambio entre el Peso y el Dólar Estadounidense vigente al momento del pago. No podemos asegurarle que tales tasas de cambio permitirán a los inversionistas una compensación del monto invertido en las Obligaciones Negociables más el interés acumulado.

Sólo se dispone de información pública limitada sobre la Emisora.

La Emisora no es un emisor de informes según las leyes de valores de los Estados Unidos y no tiene la intención de serlo. Como resultado, no estamos obligados a presentar documentos de divulgación continua, informes y otra información ante las comisiones de valores o autoridad regulatoria similar en ningún estado de los Estados Unidos. Existe información limitada disponible al público sobre nosotros, sin embargo, MSU Energy es un emisor de informes bajo las leyes de valores negociables de Argentina y, por lo tanto, está obligada a divulgar ciertos documentos, informes y otra información ante la CNV.

Las Obligaciones Negociables se encontrarán efectivamente subordinadas a ciertos privilegios establecidos por ley.

De conformidad con lo establecido por la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones asumidas por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa estarán efectivamente subordinadas a ciertos créditos privilegiados establecidos por ley. Ante un evento de quiebra, liquidación o reorganización, las Obligaciones Negociables se encontrarán subordinadas a ciertas preferencias estatutarias o de ley, incluyendo, pero no limitándose a, las demandas laborales y previsionales, salarios, impuestos y gastos y costos judiciales.

Podríamos vernos imposibilitados de renovar nuestros PPAs o entrar en nuevos PPAs para la venta de capacidad generada y electricidad en el futuro, o dichos PPAs podrían ser modificados o rescindidos unilateralmente.

Podemos no ser capaces de renovar nuestros PPAs y ser adjudicados con nuevos PPAs, en términos más favorables, incluyendo razones ajenas a nosotros. Adicionalmente, los PPAs pueden quedar expuestos a incumplimientos contractuales por razones ajenas a nuestro control. Por ejemplo, los PPAs podrían estipular que ante situaciones de fuerza mayor (según definición del Código Civil y Comercial de la Nación), que no se subsanen dentro de determinada cantidad de días posteriores a la fecha de su comienzo, darán derecho a cualquiera de las partes a extinguir el PPA correspondiente, sin la obligación de pagar daños y perjuicios (ni de reclamarle tal concepto) a la otra parte. Para más información sobre los PPAs, véase "*Información de la Emisora – Nuestros Contratos Significativos*" en el presente Prospecto.

La falta de renovación, rescisión o modificación de cualquiera de los PPAs en un modo sustancialmente adverso a nuestros intereses podría tener un efecto sustancial adverso sobre los negocios y los resultados de nuestras operaciones.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de inversiones, de financiamiento y ambientales

Fusión

Mediante Resolución Nº 20.075 de fecha 20 de febrero de 2019, el Directorio de la CNV aprobó la fusión por absorción de MSU Energy, como sociedad absorbente, con UENSA S.A. y UGEN S.A (la "Fusión"). La Fusión fue aprobada por los accionistas de la Emisora, UENSA S.A. y UGEN S.A. en sus asambleas de fecha 31 de octubre de 2018, habiéndose firmado el correspondiente Acuerdo Definitivo de Fusión el 12 de diciembre de 2018. La fecha efectiva de fusión fue el 1 de enero de 2019, fecha a partir de la cual la Emisora asumió todos los derechos y obligaciones existentes de las sociedades absorbidas. La mencionada Fusión se encuentra inscripta en la IGJ bajo el Nº 4317, Lº 93, Tomo - de sociedades por acciones en fecha 1 de marzo de 2019. El objetivo de la Fusión es, a través de una reorganización empresaria, perfeccionar y optimizar la explotación de las actividades económicas y las estructuras operativas, administrativas y técnicas de las sociedades participantes con el propósito de lograr sinergias y eficiencias en el desarrollo de las operaciones a través de una sola unidad operativa. Atendiendo a que las sociedades participantes son agentes generadores de energía eléctrica del MEM y que comparten como actividad principal la generación y comercialización de energía eléctrica, la conveniencia de la Fusión se basa en los siguientes motivos: (a) la identidad de la actividad desarrollada por las sociedades participantes, la cual permite la integración y complementación que redundara en una mayor eficiencia en la operación; (b) simplificar la estructura societaria de las sociedades participantes consolidando las actividades de las sociedades en una única sociedad; (c) la sinergia que conformará la unión de las distintas sociedades del mismo grupo económico permitirá hacer más eficiente el ejercicio de control, dirección y administración del negocio energético; (d) obtención de una mayor escala, permitiendo el incremento de la capacidad financiera para desarrollar nuevos proyectos; (f) optimización en la asignación de los recursos existentes; (g) aprovechar los beneficios resultantes de una dirección centralizada, unificando la toma de decisiones políticas y estratégicas que hacen al negocio, y eliminar así las multiplicaciones de costos (de índole legal, contable, administrativo, financiero, etc.); y (h) desarrollo de mayores oportunidades de carrera de los recursos humanos de las sociedades participantes.

Política ambiental

La gestión ambiental es una prioridad fundamental en las operaciones y actividad comercial de la Emisora. Nuestras centrales y operaciones se encuentran sujetas a regulación gubernamental, incluidas leyes, reglamentaciones, normas, pautas, políticas y directivas rigurosas e integrales, tanto a nivel federal, provincial como local y otros requerimientos relativos o que regulan, entre otros, lo siguiente: emisiones atmosféricas; vertidos al agua; almacenamiento, manipulación, uso, disposición, transporte y distribución de materiales peligrosos, residuales y otros materiales regulados, como productos químicos; la prevención de liberación de materiales peligrosos al medioambiente; la presencia y remediación de materiales peligrosos en el suelo y aguas subterráneas, tanto dentro como fuera del sitio; la protección de recursos naturales; asuntos relativos a zonificación y explotación del suelo; y cuestiones relativas a la seguridad y salud ocupacional. Consideramos la protección del medioambiente como un área de rendimiento y, como tal, las cuestiones ambientales están incluidas dentro de las responsabilidades de nuestros principales ejecutivos.

b) Políticas de dividendos y agentes pagadores

De conformidad con nuestros estatutos, las ganancias realizadas y líquidas se destinarán: a) cinco por ciento, hasta alcanzar el veinte por ciento del capital suscripto, para el fondo de reserva legal; b) a remuneración al directorio y síndicos; c) a dividendo de las acciones ordinarias, o a fondo de reserva facultativa o de previsión o a cuenta nueva o al destino que determine la asamblea. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción. Desde su constitución, la Emisora no ha distribuido dividendos a sus accionistas.

Cabe destacar que, de conformidad con los términos y condiciones del Bono Internacional 2020, la Emisora asumió el compromiso de no distribuir dividendos.

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTES)

a) Directorio, Gerencia y Comisión Fiscalizadora

Directorio

Conforme a la Ley General de Sociedades, la administración de las sociedades anónimas está a cargo de un directorio designado por la asamblea de accionistas. Según su artículo 59, los directores deben obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios, y responderán ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y los terceros, por el mal desempeño de su cargo, así como por la violación de la ley, el estatuto o el reglamento o por cualquier otro daño producido por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme al artículo 274 de dicha ley.

Los directores no responderán por las resoluciones adoptadas durante las reuniones de directorio siempre que dejaran constancia escrita de su protesta y dieran noticia al síndico antes que se ejerza una acción judicial. La responsabilidad de los directores se extingue por aprobación de su gestión, resuelta por asamblea, si esa responsabilidad no es por violación de la ley, del estatuto o reglamento o si no media oposición del 5% del capital social, por lo menos. La acción social de responsabilidad contra los directores corresponde a la sociedad, previa resolución de la asamblea de accionistas.

Según la Ley General de Sociedades, la administración de las sociedades está a cargo del directorio, razón por la cual sus miembros deberán adoptar todas las resoluciones relativas a la sociedad, así como también resolver las cuestiones establecidas expresamente en la Ley General de Sociedades, el estatuto o las normas aplicables. Asimismo, el directorio responde generalmente por la ejecución de las resoluciones de la asamblea de accionistas y de cualquier tarea específica que la asamblea delegara en él expresamente. Por otra parte, dicha ley establece que las obligaciones y responsabilidades de los directores suplentes, cuando estos actuaran en reemplazo de un director, ya sea temporal o permanentemente, son las mismas que las impuestas a los directores titulares, y no deberán cumplir con otras obligaciones o responsabilidades como directores suplentes.

El directorio de la Emisora está compuesto por tres directores y un director suplente. Los accionistas podrán determinar el número de directores, que será de un mínimo de 1 y un máximo de 5. La asamblea también podrá designar igual o menor número de directores suplentes. Cada director será designado por el voto de la mayoría de los accionistas presentes en la asamblea ordinaria de accionistas, por un plazo de tres ejercicios, y podrán ser reelegidos por mandatos consecutivos. Ninguno de los directores actualmente en ejercicio es considerado independiente conforme a la ley vigente.

Nombre	Cargo	CUIT	Edad	Director desde	Carácter de independencia
Manuel Santos de Uribelarrea Duhau	Presidente del Directorio	20-11266679-9	66	21/07/2016	No independiente
Guillermo José Marseillán	Director Titular	20-21107067-7	51	21/07/2016	No independiente
Pablo Ferrero	Director Titular	20-16055220-5	58	28/06/2017	No independiente
Martín Agnoletti	Director Suplente	20-17370924-3	56	20/08/2015	No independiente

El plazo del mandato actual de los directores de MSU Energy vence el 31 de diciembre de 2023, conforme lo resuelto en la asamblea ordinaria de accionistas que tuvo por objeto la aprobación de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2020, celebrada el 27 de abril de 2021.

A continuación, se incluye una breve descripción de los antecedentes profesionales de los directores de la Emisora:

Manuel Santos de Uribelarrea Duhau. DNI N° 11.266.679, CUIT Nº 20-11266679-9. Nació el 23 de diciembre de 1954 en Buenos Aires, Argentina. Es el Presidente del Directorio y CEO de Juamarita S.A., Don Manuel Santos S.A., Sajuana S.A., Sunturibe S.A., Tolbiac S.A. y Co-Fundador y Presidente de MSU Energy S.A. Asimismo es el Director de las siguientes sociedades: MSU Energy Ramallo S.A., MSU Energy Lagos S.A., MSU Energy San Martín S.A., MSU Energy Cogeneración S.A. y MSU Energy Timbues S.A. En 2008, el Sr. Uribelarrea Duhau fue distinguido con el Premio Konex como la personalidad agroindustrial de la década en Argentina. El Sr. Uribelarrea Duhau realizó estudios en Administración Ejecutiva en la Universidad Austral.

Guillermo José Marseillan. DNI N° 21.110.067, CUIT N° 20-21107067-7. Nació el 24 de octubre de 1969 en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Director y Gerente General de MSU Energy, y de otras sociedades integrantes del Grupo MSU, tales como UCSA S.A., Uenergy S.A., Uonic S.A. y Parque Eólico UONIC II. En MSU Group, ocupó, entre el 2006 y el 2013, el cargo de Director y Gerente General de diversas sociedades pertenecientes a la rama de agronegocios, donde tuvo un rol importante en el diseño del negocio de la administración de fondos de tierras agrícolas. Allí desempeñó un papel activo en el diseño de la estructura financiera, la captación de capital y las relaciones con los inversores. Durante un período de tiempo entre 2013 y 2014, trabajó fuera del Grupo MSU como Director de Estrategia de Kumagro S.A. y Kumagro Sementes do Brasil Ltda, sociedades pertenecientes a GDM Seeds, una de las empresas líderes en el mercado de semillas de soja a nivel mundial. Allí, estuvo a cargo de la reestructuración de la empresa, incluyendo la captación de capital. Antes de unirse al Grupo MSU en 2006, sirvió como Gerente de acopios de Glencore Cereales S.A. El Sr. Marseillan obtuvo el título de Ingeniero en Producción Agropecuaria en la Universidad Católica Argentina en 1993 y ha cursado estudios de posgrado en Agronegocios (Universidad de Belgrano) y Administración de Empresas (Universidad de Palermo).

Pablo Ferrero. DNI N° 16.055.220, CUIT N° 20-16055220-5. Nació el 30 de diciembre de 1962 en Buenos Aires, Argentina. Es asesor independiente en asuntos energéticos y Director de MSU Energy, Sempra Energy y RDA Renting. El Sr. Ferrero ocupó el cargo de director en diversas empresas dedicadas a los servicios públicos, la energía y el gas natural en el país y en la región, tales como Metrogas, Petrobras Energía, Pampa Energía, Edesur, Refinor, Oldelval, Termap, Chilquinta (Chile), Luz del Sur (Perú), Promigas (Colombia), y Petrolera Andina (Bolivia). Fue Presidente de Directorio de TGS, Transener, Emdersa y Eden, entre otros. Como ejecutivo, fue CEO de TGS, y Ejecutivo en AEI-Ashmore Energy, Petrobras y Pérez Companc. Ingeniero Industrial egresado de la Universidad Católica Argentina con un MBA en Administración de Negocio (University of Washington, EEUU).

Jorge Martín Agnoletti. DNI N° 17.370.924, CUIT N° 20-17370924-3. Nació el 29 de enero de 1965 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Director Suplente en MSU Energy. Es director en sociedades pertenecientes a MSU Group desde el año 2003. Entre 2001 y 2003 se desempeñó también como CFO en Interbaires S.A. y en Integralco S.A., las cuales fueron parte del Exxel Group. Previamente fue Senior Manager en PriceWaterhouseCoopers, donde trabajó como asesor de varios clientes de primera línea tales como Grupo Fargo, Grupo AIG, Grupo Molinos Cañuelas, Musimundo, Grupo FAGOR, Warner Lambert/Parke Davis, Hilton Group y CNP Assurance, entre otros. El Sr. Agnoletti es Contador Público egresado en el año 1991 de la Universidad de Buenos Aires y ha cursado estudios de posgrado en el IAE Business School.

Gerentes de primera línea

Nuestra gerencia de primera línea está a cargo de la implementación y ejecución de nuestros objetivos estratégicos, conforme lo defina el directorio de la Emisora. En la siguiente tabla se detalla la composición de la gerencia:

Nombre	Cargo	CUIT
Pablo Ferrero	Director Ejecutivo	20-16055220-5
Hernán Walker	CFO	20-28166548-1
Ezequiel Abal	Gerente de Legales y Oficial de cumplimiento	20-28488076-6

Rodolfo Barrón	Gerente de Operaciones, Higiene, Seguridad y Medio Ambiente	20-25187627-5
Ricardo Fernández Bernengo	Gerente Comercial y Desarrollo de Negocios	20-31934659-8
Alejandra Giorno	Gerente de Administración y Finanzas	27-21073709-5
Nazareno del Castillo	Gerente de Capital Humano	20-25700851-8
Hernán Denti	Gerente de Planeamiento y control de gestión	20-24030417-2

A continuación, se incluye una breve descripción de los antecedentes profesionales más relevantes de los gerentes de primera línea de MSU Energy:

Para el Sr. Pablo Ferrero, vea "Directorio" en esta sección.

Hernán Walker. DNI N° 28.166.548, CUIT Nº 20-28166548-1. Nació el 1º de mayo de 1980 en Buenos Aires, Argentina. Se desempeña como CFO en MSU Energy. Posee más de 15 años de experiencia en relaciones con inversores, mercados de capitales, nuevos negocios y planeamiento estratégico. Antes de unirse a MSU Group dirigió el área de Relaciones con Inversores de Adecoagro S.A. (NYSE: AGRO), donde jugó un rol clave en el IPO de la compañía por US$440 millones en 2011, la emisión de un bono internacional por US$ 500 millones en 2017, entre otras transacciones de capitalización públicas y privadas por más de US$ 530 millones entre 2008 y 2013. Previo a eso, trabajó en PRGX como consultor senior en negocios para clientes globales de sectores retail e industrial. El Sr. Walker estudió Economía en la Universidad Argentina de la Empresa.

Ezequiel Abal. DNI N° 28.488.076, CUIT N° 20-28488076-6. Nació el 19 de noviembre de 1980 en Buenos Aires, Argentina. Se desempeña como Gerente de Legales de MSU Energy. Antes de unirse al Grupo MSU trabajó como asociado en el Estudio Nicholson y Cano y como abogado senior en Transportadora de Gas del Sur SA y ExxonMobil. Es Licenciado en Derecho por la Universidad Católica Argentina y Licenciado en Derecho Corporativo y Finanzas por UADE y CEMA. El Sr. Abal es un Practicante Certificado Internacional de Cumplimiento (IFCA en sus siglas en inglés) y actualmente se desempeña como Oficial de Cumplimiento de la Emisora ante la UIF.

Rodolfo A. Barrón. DNI N° 25.187.627, CUIT N° 20-25187627-5. Nació el 1º de abril de 1976 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Operaciones, Higiene, Seguridad y Medio Ambiente en MSU Energy. Antes de incorporarse a MSU Group se desempeñó en diversos cargos gerenciales en empresas líderes del sector energético tales como Gerente de Mantenimiento en General Electric, Responsable de Mantenimiento de Centrales en Genneia e Ingeniero de Planificación de Mantenimiento en Petrobras Energía. El Sr. Barrón obtuvo el título de Ingeniero Industrial en 2004 en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Ricardo Fernández Bernengo. DNI N° 31.934.659, CUIT N°: 20-31934659-8, nació el 28 de octubre de 1985 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente Comercial y Desarrollo de Negocios en MSU Energy. Antes de incorporarse a Grupo MSU fue Gerente de Energía Eléctrica en Energía Argentina S.A. (ENARSA) y, previamente, se desempeñó en el cargo de Responsable Comercial y de Planeamiento Comercial en Genneia S.A. El Sr. Fernández Bernengo obtuvo el título de Ingeniero Industrial en el año 2012 en la Universidad Nacional de Luján.

Alejandra Giorno. DNI N° 21.073.709, CUIT N° 27-21073709-5. Nació el 21 de agosto de 1969 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Administración y Finanzas en MSU Energy. Antes de incorporarse al Grupo fue Gerente de Costos para América Latina en Lexmark International de Argentina Inc. y, previamente, Gerente de Contabilidad multinacional en la misma empresa. Se desempeñó como Auditora Senior en Price WaterhouseCoopers durante 10 años. La Sra. Giorno obtuvo el título de Contadora Pública en 1993 en la Universidad Nacional de Lomas de Zamora y cuenta con posgrados en Administración de la Universidad

Católica de Buenos Aires y del IAE Business School.

Nazareno del Castillo. DNI N° 25.700.851, CUIT N° 20-25700851-8. Nació el 1 de noviembre de 1976 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Capital Humano en MSU Energy. Inicio su carrera en el Grupo Telecom, luego continuo en Transportadora de Gas del Sur (TGS) y, más recientemente, en Brightstar. El Sr Del Castillo obtuvo el título de ingeniero en Organización de Empresas en la Universidad Argentina de la Empresa y cuenta con postgrado en Especialización en GAS de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente cursa la Diplomatura en Desarrollo Gerencial en la Universidad de Buenos Aires.

Hernán Denti. DNI N° 24.030.417, CUIT N° 20-24030417-2. Nació el 5 de julio de 1974 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Planeamiento y Control de Gestión en MSU Energy. El Sr. Denti comenzó su carrera profesional como Supervisor de Control de Gestión en Pérez Companc S.A. Luego trabajó para Petrobras Energía S.A., donde se desempeñó en los cargos de Jefe de Control de Gestión y Gerente de Planeamiento, Presupuesto y Proyecciones, donde más tarde se posicionaría como Gerente de Gestión de Proyectos. El Sr. Denti obtuvo el título de Contador Público en el año 1999 en la Universidad Nacional de Lomas de Zamora. En 2011 completó el Programa de Desarrollo Directivo del IAE Business School.

Comisión fiscalizadora

El estatuto de la Emisora dispone la creación de una comisión fiscalizadora compuesta por tres síndicos e igual número de síndicos suplentes, todos ellos designados por un plazo de tres ejercicios. Según lo establece la Ley General de Sociedades, sólo los abogados y contadores públicos autorizados para ejercer la profesión en Argentina, o una sociedad con responsabilidad solidaria constituida exclusivamente por estos profesionales, pueden ser síndicos en una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina. A la fecha de emisión del presente Prospecto, todos los síndicos que integran nuestra comisión fiscalizadora, incluidos los suplentes, son considerados independientes en virtud de la Ley de Mercado de Capitales de Argentina y las Normas de la CNV.

Entre las principales funciones de nuestra comisión fiscalizadora se encuentra vigilar que el órgano de administración dé debido cumplimiento a la Ley General de Sociedades, estatutos, reglamentos, si los hubiera, y a las decisiones asamblearias adoptadas. Asimismo, la comisión fiscalizadora tendrá otras funciones que incluyen, entre otras: (i) examinar los libros y documentación siempre que lo juzgue conveniente y, por lo menos, una vez cada tres meses; (ii) asistir a las reuniones de directorio y asambleas de accionistas; (iii) confeccionar un informe anual sobre la situación financiera de MSU Energy y presentarlo a la asamblea ordinaria; (iv) convocar a asamblea extraordinaria, cuando lo juzgue necesario, por iniciativa propia o a pedido de los accionistas, y a asamblea ordinaria, cuando nuestro directorio omitiere hacerlo; (v) supervisar y monitorear el cumplimiento de las leyes y regulaciones, los estatutos y las resoluciones asamblearias; y (vi) investigar las denuncias que le formulen por escrito accionistas que representen no menos del 2% del capital.

En cumplimiento de sus funciones, nuestra comisión fiscalizadora no controla nuestras operaciones o evalúa los méritos de las resoluciones del directorio. Los deberes y obligaciones de los síndicos suplentes, cuando actuaran en reemplazo de los síndicos titulares, ya sea temporal o permanentemente, son las mismas que las impuestas a los síndicos titulares, y no deberán cumplir con otras obligaciones o responsabilidades como síndicos suplentes.

En la siguiente tabla se detalla la composición de nuestra comisión fiscalizadora.

Nombre	Cargo	CUIT	Síndico desde	Fecha de finalización de cargo	Carácter de independencia
Eduardo Inda	Síndico Titular	20-11968221-6	02/12/2016	31/12/2023	Independiente
Ramiro Inda	Síndico Titular	20-30560560-4	02/12/2016	31/12/2023	Independiente
Rodrigo Cruces	Síndico	20-23292242-8	28/06/2017	31/12/2023	Independiente

	Titular				
Ricardo Enrique Panighini	Síndico Suplente	20-06053111-1	02/12/2016	31/12/2023	Independiente
Gustavo Hernán Belloti	Síndico Suplente	20-11753896-7	02/12/2016	31/12/2023	Independiente
Hernán Alejo Cellerino	Síndico Suplente	20-21981536-1	28/06/2017	31/12/2023	Independiente

A continuación, se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la Sindicatura de la Emisora:

Eduardo Inda DNI N° 11.968.221, CUIT N°: 20-11968221-6. Nació el 11 de marzo de 1956 en Santa Fe, Argentina. Es Síndico Titular en MSU Energy. Actualmente, es socio del Estudio Riol, Margariti y Asociados. El Dr. Eduardo Inda también se desempeña como Síndico Titular de MSU S.A., DILCAR S.A. y MSU Servicios S.A.

Ramiro Inda DNI N° 30.560.560, CUIT N°: 20-30560560-4. Nació el 10 de diciembre de 1983 en Rosario, Argentina. Es Síndico Titular en MSU Energy. Actualmente es docente en la Fundación Libertad de la ciudad de Rosario.

Rodrigo Cruces DNI N° 23.292.242, CUIT N° 20-23292242-8. Nació el 5 de marzo de 1973. Ocupa el cargo de Síndico Titular en MSU Energy. Actualmente también se desempeña como socio del Estudio Barbosa Ugarte Abogados. Posee el título de Abogado por la Universidad Católica Argentina, 1997.

Ricardo Enrique Panighini. DNI N° 6.053.111, CUIT N°: 20-06053111-1. Nació el 4 de diciembre de 1943 en Rosario, Argentina. Ocupa el cargo de Síndico Suplente en MSU Energy. Actualmente es socio del Estudio Riol, Margariti y Asociados.

Gustavo Hernán Bellotti DNI N° 11.753.896, CUIT N°: 20-11753896-7. Nació el 30 de agosto de 1955 en Rosario, Argentina. Ocupa el cargo de Síndico Suplente en MSU Energy. Actualmente es socio del Estudio Riol, Margariti y Asociados. El Dr. Gustavo Belloti también se desempeña como Síndico Titular de FAIART ARGENTINA S.A.

Hernán Alejo Cellerino DNI N° 21.981.536, CUIT N°: 20-21981536-1. Ocupa el cargo de Síndico Suplente en MSU Energy. Actualmente también se desempeña como socio del Estudio Barbosa Abogados. Se recibió de Abogado en 1997 en la Universidad Católica Argentina.

b) Remuneración

La Ley General de Sociedades y las previsiones de los Arts. 4 y 5, Sección I, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV establecen que la remuneración anual total pagada a todos los directores (incluso aquellos con carácter ejecutivo) respecto de cualquier ejercicio económico no podrá exceder el 5% de la utilidad neta de dicho ejercicio, en caso en que la sociedad no pagara dividendos respecto de dicha utilidad neta. Dicho porcentaje podrá ser aumentado hasta un 25% de utilidad neta si se pagaran dividendos respecto de la utilidad neta correspondiente a dicho ejercicio. El porcentaje disminuirá en proporción a la relación entre la utilidad neta y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades y las previsiones del Art. 5, Sección I, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV también disponen que se requerirá la ratificación de la asamblea cuando la remuneración de los directores exceda el límite impuesto por dicha ley, siempre que la sociedad no tenga utilidad neta o que esta fuese baja, para el caso en que los directores correspondientes hayan ejercido comisiones especiales o funciones técnico-administrativas durante dicho ejercicio. La remuneración de todos los directores y miembros de la comisión fiscalizadora se requiere de la aprobación de la asamblea de accionistas.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, se han abonado remuneraciones a los directores y gerencia de primera línea de la Emisora por un monto global de US$ 1.720.733, siendo los únicos beneficios otorgados a los directores y gerencia de primera línea. Adicionalmente, se abonaron honorarios a los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora por un monto total de US$ 2.567.

c) Información sobre Participaciones Accionarias

A la fecha del presente Prospecto, el Sr. Manuel Santos de Uribelarrea Duhau, Presidente del Directorio de la

Emisora, es titular del 0,2326% de las acciones ordinarias de MSU Energy. Para más información, véase "*Estructura de la Emisora, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas – Capital Social"* del presente Prospecto.

d) Otra información relativa al Órgano de Administración

A la fecha del presente Prospecto, no existen contratos de locación de servicios entre los Directores y la Emisora o cualquiera de sus subsidiarias que prevean beneficios luego de la terminación de sus mandatos.

e) Gobierno Corporativo

A la fecha del presente prospecto, la Emisora cuenta con un Código de Gobierno Corporativo, cuyas principales cláusulas e informe de grado de cumplimiento se encuentran informados en la Memoria a los estados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, disponible en la Autopista de Información Financiera ("AIF") bajo el número de ID 2722803.

f) Empleados y Recursos Humanos

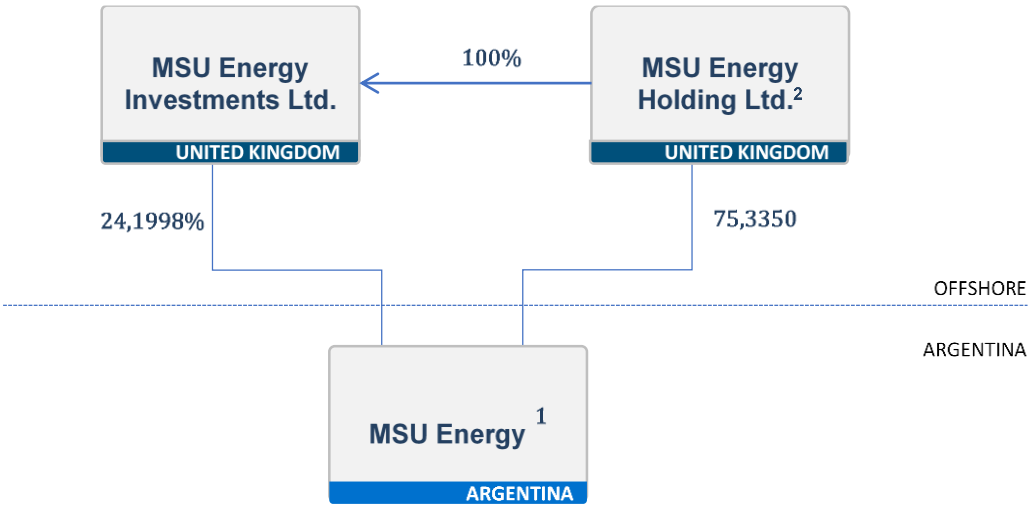
A la fecha del presente Prospecto, contamos con 123 empleados (incluyendo equipos de operaciones y mantenimiento y equipo administrativo: 28 trabajando en la Central General Rojo, 29 en la Central Barker, 28 en la Central Villa María y 38 en la administración central). Nos esforzamos por ser una organización que recompense a empleados calificados, competitivos, íntegros y comprometidos, y ello les ofrece oportunidades de desarrollo y progreso. Aproximadamente 54 empleados de nuestras tres Centrales son parte de un convenio colectivo (Convenio Luz y Fuerza). No esperamos experimentar huelgas o paros de empleados en nuestro lugar de trabajo.

ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura de la Emisora y su grupo económico

MSU Energy es una sociedad anónima constituida y existente conforme las leyes de la República Argentina. La dirección de nuestras oficinas corporativas principales y sede social es Cerrito 1294, Piso 2°, Buenos Aires, Argentina. Nuestro teléfono en esta sede es +54 11 4316 2800.

El siguiente cuadro muestra la estructura accionaria de MSU Energy:



1. Manuel Santos de Uribelarrea Duhau y Manuel Santos Uribelarrea Balcarce poseen 0,2326% de las acciones de MSU Energy, cada uno.
2. Los beneficiarios finales de MSU Energy Holding Ltd. son: Manuel Santos de Uribelarrea Duhau (64,91%); Manuel Santos Uribelarrea Balcarce (33,56%), y otros (1,53%).

b) Accionistas de la Emisora

A la fecha del presente Prospecto, el capital social de MSU Energy está representado por 468.159.804 acciones ordinarias, cada una de un valor nominal Pesos 1,00 con derecho a un voto por acción. La siguiente tabla contiene información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de la Emisora:

Accionista	Cantidad de Acciones	Porcentaje de participación	Porcentaje de participación política
MSU Energy Holding Ltd	352.688.216	75,3350%	75,3350%
MSU Energy Investment Ltd	113.293.950	24,1998%	24,1998%
Manuel Santos Uribelarrea Balcarce	1.088.819	0,2326%	0,2326%
Manuel Santos de Uribelarrea Duhau	1.088.819	0,2326%	0,2326%
Total	**468.159.804** [1]	**100,0000%**	**100,0000%**

1. MSU Energy Holding Ltd. es una empresa constituida y existente de conformidad con las leyes del Reino Unido e Irlanda del Norte. A la fecha del presente Prospecto, el 46,5% de las acciones de dicha empresa son de titularidad de Safenyl S.A.; el 38,5% de las acciones son de titularidad de Capiden S.A. y el 15% de las acciones restantes corresponden a la titularidad de Coraldor S.A.; todas ellas empresas constituidas y existentes de conformidad con las leyes de la República Oriental del Uruguay. Asimismo, el Sr. Manuel Santos Uribelarrea Duhau es titular directo del 100% de las acciones de Safenyl S.A. Safenyl S.A., Coraldor S.A. y el Sr. Guillermo Marseillán son titulares directos del 48%, 48% y 4%, respectivamente, de las acciones de Capiden S.A. Por último, el Sr. Manuel Santos Uribelarrea Balcarce es titular del 100% de las acciones de Coraldor S.A.

2. MSU Energy Investment Ltd. es una empresa organizada y existente bajo las leyes del Reino Unido e Irlanda del Norte. A la fecha del presente Prospecto, el 100% de las acciones son de titularidad de MSU Energy Holding Ltd.

3. A la fecha del presente Prospecto, las acciones propiedad de MSU Energy Holding Ltd. y MSU Energy Investment Ltd que representan el 99,5348% de las acciones de MSU Energy, se encuentran prendadas a favor de La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina quien actúa como agente de la garantía y no a título personal en beneficio de los tenedores del Bono Internacional 2020. Para mayor información sobre el Bono Internacional 2020, véase la sección "*Antecedentes Financieros – Cambios Significativos"* de este Prospecto.

c) Transacciones con Partes Relacionadas

En el pasado hemos celebrado transacciones con partes relacionadas. Creemos que las transacciones con partes relacionadas que hemos celebrado en el pasado han sido en el curso ordinario de los negocios y en términos y condiciones que son comparables con transacciones que entraríamos con partes no relacionadas. En el futuro podremos continuar celebrando transacciones con partes relacionadas.

Nuestras transacciones con partes relacionadas se detallan en la nota 10 de nuestros estados financieros al 31 de diciembre de 2020. A continuación, se presenta un resumen de nuestras transacciones con partes relacionadas más relevantes para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

El 1 de septiembre de 2017, MSU Energy celebró un acuerdo con MSU Energy Holding Ltd. (Reino Unido) para recibir servicios de gestión, administración y corporativos para su operación. Los servicios a ser provistos por MSU Energy Holding Ltd. pueden incluir asesoramiento de gestión, supervisión, financiero, contable, de inversión, y otros servicios que las partes pudieran llegar a acordar. La compensación por los servicios será determinada en condiciones de mercado y no podrá exceder la suma de £ 150.000 por año. El acuerdo tiene un plazo de vigencia de un año, sujeto a renovación automática.

El 1 de septiembre de 2017, UGEN S.A celebró un acuerdo con MSU Energy Holding Ltd. (Reino Unido) para recibir servicios de gestión, administración y corporativos para su operación. Los servicios a ser provistos por MSU Energy Holding Ltd. pueden incluir asesoramiento de gestión, supervisión, financiero, contable, de inversión, y otros servicios que las partes pudieran llegar a acordar. La compensación por los servicios será determinada en condiciones de mercado y no podrá exceder la suma de £ 150.000 por año. El acuerdo tiene un plazo de vigencia de un año, sujeto a renovación automática. A la fecha del presente Prospecto, todos los derechos y obligaciones de UGEN S.A. bajo dicho acuerdo han sido asumidas por la Emisora en virtud de la Fusión. Para mayor información sobre la Fusión, véase "*Información de la Emisora – Fusión y Cambio de Denominación*" de este Prospecto.

El 1 de septiembre de 2017, UENSA S.A celebró un acuerdo con MSU Energy Investment Ltd. (Reino Unido) para recibir servicios de gestión, administración y corporativos para su operación. Los servicios a ser provistos por MSU Energy Investment Ltd. pueden incluir asesoramiento de gestión, supervisión, financiero, contable, de inversión, y otros servicios que las partes pudieran llegar a acordar. La compensación por los servicios será determinada en condiciones de mercado y no podrá exceder la suma de £ 150.000 por año. El acuerdo tiene un plazo de vigencia de un año, sujeto a renovación automática. A la fecha del presente Prospecto, todas los derechos y obligaciones de UENSA S.A. bajo dicho acuerdo han sido asumidas por la Emisora en virtud de la Fusión. Para mayor información sobre la Fusión, véase "*Información de la Emisora – Fusión y Cambio de Denominación*" de este Prospecto.

El 29 de enero de 2018, MSU Energy, como prestamista, celebró un contrato de préstamo con su accionista MSU Energy Holding Ltd por un monto de capital de US$ 22.370.000, el cual devengan intereses a una tasa fija del 6,875% nominal anual, con vencimiento en el año 2025.

El 29 de enero de 2018, UGEN S.A., como prestamista, celebró un contrato de préstamo con su accionista MSU Energy Holding Ltd por un monto de capital de US$ 6.680.000, el cual devengan intereses a una tasa fija del 6,875% nominal anual, con vencimiento en el año 2025. A partir del 1 de enero de 2019, todas los derechos y obligaciones de UGEN S.A. bajo dicho acuerdo han sido asumidas por la Emisora en virtud de la Fusión. Para mayor información sobre la Fusión, véase "*Información de la Emisora – Fusión y Cambio de Denominación*" de este Prospecto.

El 29 de enero de 2018, UENSA S.A., como prestamista, celebró un contrato de préstamo con su accionista MSU Energy Investment Ltd por un monto de capital de US$ 6.560.000, el cual devengan intereses a una tasa fija del 6,875% nominal anual, con vencimiento en el año 2025. A partir del 1 de enero de 2019, todas los derechos y obligaciones de UGEN S.A. bajo dicho acuerdo han sido asumidas por la Emisora en virtud de la Fusión. Para

mayor información sobre la Fusión, véase "*Información de la Emisora – Fusión y Cambio de Denominación*" de este Prospecto.

Al 31 de diciembre de 2020, el saldo de capital e intereses pendiente de cobro por la Emisora bajo dicho préstamo ascendía a US$ 42.852.555.

ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

La compañía posee tres Centrales térmicas en Argentina, dos de ellas ubicadas en la Provincia de Buenos Aires y la tercera en la Provincia de Córdoba, con una capacidad total instalada de 750MW. Cada Central cuenta con cuatro turbinas de gas LM6000 de General Electric con capacidad para ser operadas utilizando gas natural o diesel. Asimismo, en agosto de 2020 y octubre de 2020, hemos completado la expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a Centrales de ciclo combinado con la incorporación de cuatro calderas, una turbina de vapor y una torre de enfriamiento por cada una de ellas. Las plantas poseen todos los equipos complementarios requeridos para su funcionamiento, como ser: transformadores, bombas, tanques de almacenamiento de diésel, compresores de gas, planta de tratamiento de agua y tanques de agua, entre otros equipos auxiliares. Al 31 de diciembre de 2020, el valor neto de los activos fijos de la Emisora ascendía a $ 79.522.320 miles.

La siguiente tabla describe nuestros activos fijos al 31 de diciembre de 2020:

	Valores de orígen al 31-12-2020	Depreciación acumulada al 31-12-2020	Valor neto al 31-12-2020
		(en miles de Pesos)	
Terrenos	180.316	-	180.316
Herramientas	42.528	11.284	31.244
Equipos de computación	54.201	39.349	14.852
Rodados	46.278	28.201	18.077
Instalaciones	1.027	183	844
Muebles y útiles	12.631	3.871	8.760
Mejoras sobre inmuebles de terceros	59.456	59.456	-
Centrales Térmicas:			-
Inflaestructura	40.306.353	1.797.377	38.508.976
Planta y equipos	42.813.391	2.774.159	40.039.232
Repuestos	717.093	-	717.093
Obras en curso	2.926	-	2.926
Total	84.236.200	4.713.880	79.522.320

Las nueve (9) turbinas modelo GE LM6000-PC Sprint correspondientes al ciclo simple de nuestras centrales térmicas se encuentran prendadas en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, en su carácter de agente de la garantía en beneficio de los tenedores del Bono Internacional 2018 emitido por la emisora con fecha 1 de febrero de 2018. Para mayor información, véase la sección “*Antecedentes Financieros - Endeudamiento*” de este Prospecto.

Las tres (3) turbinas modelo GE LM6000-PC Sprint y su equipamiento complementario correspondientes al proyecto de expansión y conversión de nuestras centrales térmicas de ciclo simple a ciclo combinado se encuentran prendadas en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, en su carácter de agente de la garantía en beneficio de los tenedores del Bono Internacional 2020 y en segundo grado de privilegio a favor de La Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, en su carácter de agente de la garantía en beneficio de General Electric. Para mayor información, véase la sección “*Antecedentes Financieros - Endeudamiento*” de este Prospecto.

La Emisora no cuenta con sucursales.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

El siguiente apartado se encuentra basado en los estados financieros de la Emisora, incluidos por referencia en el presente Prospecto y deberá leerse en forma conjunta con ellos.

a) Presentación de los estados financieros

La siguiente discusión se basa en nuestros estados financieros incluidos en este Prospecto. En este Prospecto incluimos los estados financieros auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018.

Nuestros estados financieros han sido preparados conforme las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") tal como fueran emitidos por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por su sigla en inglés).

La moneda funcional de nuestros estados financieros, según la definición de nuestro consejo de administración de conformidad con las NIIF es el Dólar Estadounidense. Los estados financieros que constan en el presente Prospecto se presentan en pesos, moneda de curso legal en Argentina, de acuerdo con lo requerido por la Resolución N° 562/2009 de la CNV.

Las fluctuaciones del Peso que se registran en la Argentina han tenido y tendrán un impacto significativo en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones. De acuerdo con las NIIF, las transacciones en monedas distintas de nuestra moneda funcional (Dólar Estadounidense) se reconocen en nuestros estados financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción. Al final de cada año/periodo sobre el que se informa, los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas a los dólares estadounidenses se convierten a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio vigente en esa fecha. Las ganancias y pérdidas cambiarias resultantes de la liquidación de transacciones o la medición de los activos y pasivos en moneda extranjera se reconocen en resultados financieros, dentro del estado de resultados. Ver "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones*" y "*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*".

Considerando que la moneda funcional de la Emisora es el Dólar Estadounidense, de conformidad con las (NIIF), los estados financieros que constan en este prospecto no han sido susceptibles de ajuste alguno para reflejar los efectos de la inflación. Por lo tanto, la inflación podría afectar la comparabilidad entre los diferentes períodos expuestos en el presente prospecto. Ver además "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones*"

Información comparativa

Los saldos que se exponen en los estados financieros de la Emisora a efectos comparativos surgen de los estados financieros a las correspondientes fechas. Asimismo, se reclasifican ciertas cifras de los mencionados estados financieros de la Emisora a los efectos de su presentación comparativa.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 surge de los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2020, emitidos con fecha 10 de marzo de 2021, los cuales se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Emisora, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicados bajo el ID 2722803.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 surge de los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2019, emitidos con fecha 6 de marzo de 2020, los cuales se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Emisora, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicados bajo el ID 2585709.

La información correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018 surge de los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2018, emitidos con fecha 7 de marzo de 2019, los cuales se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Emisora, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicados bajo el ID 4-2445636-D.

Información sin utilizar las normas NIIF

Este Prospecto, incluye cierta información que no utiliza las normas NIIF. En particular, incluye "EBITDA" y “Margen de EBITDA”.

"EBITDA" significa (a) nuestra ganancia neta/ pérdida neta; más o menos (b) nuestros ingresos financieros y egresos financieros; más o menos (c) el impuesto a las ganancias; más (d) depreciación y amortización. El EBITDA no es una medida financiera según las NIIF. El EBITDA está incluido en este Prospecto ya que creemos que ciertos inversores pueden considerarlo útil como una medida adicional de nuestro rendimiento y la capacidad de pagar nuestra deuda y financiar los gastos de capital. El EBITDA no es y no debería ser considerado como un sustituto de los ingresos, el flujo de efectivo proporcionado por las operaciones u otras medidas financieras de rendimiento o liquidez según las NIIF. Ya que el EBITDA no es una medida NIIF y no todas las compañías calculan el EBITDA de la misma manera, nuestra presentación del EBITDA puede no ser comparable con el EBITDA que los presentados por otras compañías.

“Margen de EBITDA” significa el EBITDA dividido por las ventas netas.

Conversiones de Moneda

Salvo aclaración en contrario o que, por contexto, deba interpretarse de otro modo, toda referencia contenida en el presente Prospecto a “pesos”, “$” o “ARS” refiere a Pesos Argentinos, así como toda referencia a “dólares estadounidenses” o “US$” refiere a Dólares Estadounidenses.

Las fluctuaciones de la moneda en Argentina tienen un impacto significativo en nuestra situación financiera y en los resultados de las operaciones. Dado que la moneda funcional de la Emisora es el Dólar Estadounidense, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso argentino. Al solo efecto de facilitar su lectura, el presente Prospecto contiene conversiones de montos expresados en Pesos a Dólares Estadounidenses a los tipos de cambio que se indican. Salvo aclaración en contrario, en el presente Prospecto, convertimos los montos en Dólares Estadounidenses al 31 de diciembre de 2020 al tipo de cambio de ARS 84,15 por US$ 1,00, según el tipo de cambio vendedor para transferencias bancarias (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina el 30 de diciembre de 2020.

La conversión de montos expresados en monedas que se incluyen en el presente no deberá interpretarse como representaciones de que los montos en pesos realmente representan montos en Dólares Estadounidenses o que cualquier persona podría convertir los montos en Pesos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio indicado o a cualquier otro. Ver “*Información Adicional - Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina- Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones*” del presente Prospecto.

Transición a NIIF

Hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 la Emisora aplicó las normas contables emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) y adoptadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“C.P.C.E.C.A.B.A.”) (“Normas Contables Argentinas” o “NCA”).

A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2017, y con motivo del ingreso en el régimen de oferta pública, la Emisora comenzó a aplicar las NIIF, tal como fueron emitidas por el IASB. Esta adopción fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la FACPCE y por las Normas de la CNV. Las NIIF son de aplicación obligatoria para la Emisora, según las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, y las normas regulatorias antes citadas.

Redondeo

Algunas cifras en el presente Prospecto (incluyendo porcentajes) y en nuestros estados financieros sufrieron ajustes de redondeo para facilitar su presentación. En concordancia, números presentados para la misma categoría en distintas tablas o partes de este Prospecto y en nuestros estados financieros pueden sufrir pequeñas variaciones, y los números presentados como totales en algunas tablas pueden no ser una suma aritmética de las categorías que lo preceden.

Información de la Economía, de la Industria y del Mercado

La información de la economía, de la industria y del mercado y otra información estadística utilizada en el presente Prospecto se basa en información publicada por entes gubernamentales de Argentina, tales como la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE), CAMMESA, el INDEC, el ENRE, la Dirección General de Estadísticas y Censos, la Dirección Provincial de Estadísticas y Censos de la Provincia de San Luis y el BCRA. Alguna información está basada en estimaciones, que derivan de información de la empresa y de fuentes independientes. Sin perjuicio que entendemos que las fuentes son confiables, no hemos verificado la información y no podemos garantizar su certeza o que este completa. Las previsiones en particular son susceptibles a ser inexactos, especialmente durante periodos largos de tiempo. Asimismo, no sabemos que asunciones fueron utilizadas en la preparación de las mencionadas previsiones. Asimismo, el presente Prospecto contiene información de un informe de la industria realizado a pedido nuestro a los fines de otorgar información sobre la industria y el mercado argentino, por el Sr. Daniel G. Gerold de G&G Energy Consultants, una empresa de investigación independiente.

Estimaciones y Políticas Contables Críticas

La confección de los estados financieros requiere que se lleven a cabo estimaciones y valoraciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, los ingresos y egresos registrados, y los activos y pasivos contingentes afines que se contabilizaron a la fecha. En la Nota 3 “Bases de presentación” correspondiente a nuestros estados financieros al 31 de diciembre de 2020 se detallan las políticas contables pertinentes. Las políticas contables críticas reflejan valoraciones o estimaciones acerca de cuestiones que son inciertas por naturaleza y esenciales para nuestro estado financiero y los resultados de nuestras operaciones.

Las principales políticas contables se presentan a continuación:

Moneda Funcional

La moneda funcional de la Emisora es el Dólar Estadounidense, determinado sobre la base del análisis de numerosos factores relevantes bajo la Norma de Contabilidad (NIC) 21 emitida por el IASB.

Propiedad, planta y equipo

Las partidas de propiedad, planta y equipo se expresan al costo menos la depreciación acumulada, de corresponder y las pérdidas por deterioro, de corresponder.

El costo de un elemento de propiedad, planta y equipo incluye además de su precio de adquisición, cualquier costo directamente relacionado con la ubicación y puesta en condiciones de funcionamiento del activo, incluyendo costos por financiamiento, de corresponder.

Los desembolsos originados en la realización de estudios de factibilidad antes de decidir si invertir en un activo o decidir qué activo adquirir se contabilizan como gastos cuando se incurren.

La depreciación de las partidas de propiedad, planta y equipo comienza cuando éstas están disponibles para su uso y su vida útil se determina en función de la utilidad que se espera vaya a aportar a la Sociedad. Los importes depreciables de las partidas de propiedad, planta y equipo se determinan luego de deducir su valor residual.

Con fecha 13 de junio, 29 de diciembre de 2017 y 25 de enero de 2018 quedaron habilitadas comercialmente para la operación con el SADI las turbinas generadoras 01, 02 y 03 de las Centrales Termoeléctricas General Rojo, Barker y Villa María. Con fecha 30 de abril, 17 de mayo y 12 de julio de 2019 fueron autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI las turbinas 04 de las centrales termoeléctricas General Rojo, Villa María y Barker, respectivamente.

El 15 y 20 de agosto de 2020 y 31 de octubre de 2020, se completó el proyecto de expansión y conversión de la central termoeléctrica de Villa María, General Rojo y Barker, respectivamente, de ciclo simple a ciclo combinado, siendo autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI, razón por la cual se inició la depreciación de los costos de adquisición y construcción de cada planta relacionados con los ciclos combinados. La depreciación de las turbinas, maquinarias, calderas, transformador eléctrico y equipos que conforman las Centrales Termoeléctricas comienza en el momento en que cada planta obtiene la autorización para realizar operaciones comerciales. A tales efectos, la Sociedad utiliza el método de las unidades de producción, reconociendo la respectiva depreciación como costo de ventas del ejercicio. Este método da lugar a un cargo de depreciación, basado en la utilización de cada Central Termoeléctrica, el cual podría ser nulo cuando no tenga

lugar ninguna actividad de generación. Las edificaciones que conforman las centrales son depreciadas en 30 años utilizando el método de línea recta. El valor de libros del terreno donde están asentadas las Centrales Termoeléctricas no es depreciado.

La vida útil estimada de los ciclos combinados es de 200.000 horas y adicionalmente, la Sociedad ha considerado un valor aproximado del 22% del costo de las Centrales Termoeléctricas como valor residual el cual no está sujeto a depreciación, al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

Para las restantes partidas de propiedad, planta y equipo (distintas a las plantas) se estimó una vida útil de 3 años en el caso de los equipos de computación; para los rodados, 5 años, y para herramientas, muebles y útiles e instalaciones, 10 años.

Valor recuperable de activos no financieros

La Sociedad evalúa la recuperabilidad de los activos no financieros cuando hechos o cambios en las circunstancias actuales de mercado pudieran indicar que el valor de un activo o de un grupo de activos puede no ser recuperable. El valor contable de un activo es ajustado al valor recuperable del mismo en caso de que el neto contabilizado en libros exceda este valor. El valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo (UGE) es el mayor entre su valor en uso y su valor razonable menos los costos de venta. El valor en uso se basa en los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja la evaluación actual del mercado del valor tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo o UGE. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es menor al neto contabilizado en libros, éste último se reduce hasta igualarlo al valor recuperable, reconociendo la consiguiente pérdida en el estado del resultado.

Impuesto a las ganancias actual y diferido

La Emisora aplica el método de lo diferido para reconocer los efectos contables del impuesto a las ganancias. El cargo por impuesto a las ganancias de cada ejercicio está compuesto por el gasto por impuesto corriente, determinado en base a las normas tributarias aplicables, y por el cargo o beneficio por el impuesto diferido, incluyendo la incertidumbre sobre tratamientos fiscales de impuesto a las ganancias.

El impuesto diferido se reconoce sobre las diferencias temporarias entre el importe en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y las bases fiscales de los activos y pasivos utilizadas para determinar la ganancia fiscal.

El pasivo por impuesto diferido se reconoce para todas las diferencias temporarias imponibles. Un activo por impuesto diferido se reconoce por las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la Emisora disponga de ganancias fiscales futuras contra las que pueda utilizar esas diferencias temporarias deducibles, por lo que el importe en libros de un activo por impuesto diferido se somete a revisión a cada fecha en que se emiten estados financieros para determinar su recuperabilidad.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se miden a las tasas fiscales que se espera se apliquen en el ejercicio en el que el pasivo se cancele o el activo se realice, basándose en las tasas y leyes fiscales que al cierre del ejercicio sobre el que se informa hayan sido aprobadas o se encuentren sustancialmente aprobadas.

Con fecha 29 de diciembre de 2017, el Poder Ejecutivo Nacional ha promulgado y publicado la Ley N° 27.430 (LIG) que introdujo modificaciones en el impuesto a las ganancias. Entre las más relevantes, se destaca la reducción de la tasa del impuesto para sociedades de capital y establecimientos permanentes del 35% al 30% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y al 25% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 2020. Se dispone asimismo que los dividendos distribuidos a personas humanas y a beneficiarios del exterior por los citados sujetos a partir de los ejercicios indicados estarán gravados con una tasa del 7% y 13%, respectivamente.

Con fecha 28 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional publicó la Ley N° 27.541, la cual fue reglamentada por el Decreto 99/2019. Entre las modificaciones que introduce la mencionada normativa se destaca la extensión de los plazos para aplicar a la reducción de la tasa del impuesto a las ganancias mencionada en el párrafo anterior. Se establece que la tasa del 25% será de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien recién a partir del 1 de enero del 2022.

La mencionada Ley 27.430, posteriormente modificada por la Ley N° 27.468, establece la obligatoriedad, para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018, de deducir o de incorporar al resultado impositivo, el ajuste por inflación calculado en base al procedimiento descripto en la Ley del Impuesto a las ganancias, solo en la medida en que se verifique que la variación en el índice de precios al consumidor nivel general (IPC)

acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida supera el 100%.

Durante los primeros tres ejercicios a partir de su entrada en vigencia (ejercicios iniciados el 1 de enero de 2018), el ajuste por inflación impositivo será aplicable en la medida que la variación del IPC para cada uno de ellos supere el 55%; 30% y 15% respectivamente.

El ajuste por inflación resultante ya sea positivo o negativo, se imputaría en tres partes iguales, computándose el primer tercio en el año al cual corresponde el cálculo y los dos tercios restantes en los inmediatamente posteriores. A partir del cuarto ejercicio, el monto del ajuste por inflación impositivo se imputa en el mismo ejercicio.

La Ley N° 27.541, la cual fue reglamentada por el Decreto 99/2019, también introdujo modificaciones al ajuste por inflación impositivo. A partir de dichas modificaciones, el ajuste por inflación resultante ya sea positivo o negativo, se imputará en seis partes iguales, computándose el primer sexto en el año al cual corresponde el cálculo y los cinco sextos restantes en los inmediatamente posteriores. A partir de los ejercicios iniciados el 1° de enero de 2021, el monto del ajuste por inflación impositivo se imputará en el mismo ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el IPC alcanzó el 36,1% y 53,8%, respectivamente. Dado que, al 31 de diciembre del 2020, el IPC superó el 15% el ajuste por inflación impositivo resultó aplicable y en consecuencia la Sociedad consideró en sus cálculos el efecto del mencionado ajuste. Siguiendo la metodología de transición prevista en la norma impositiva, un sexto del ajuste por inflación impositivo fue computado ajustando el resultado impositivo del presente ejercicio. Los cinco sextos restantes serán computados en los próximos cinco ejercicios fiscales, y considerados como una diferencia temporaria, reconociéndose en el saldo del impuesto diferido.

Estados Financieros

Estado de resultados y otros resultados integrales

	31/12/2020	31/12/2019 (12 meses) (en miles de Pesos)	31/12/2018
Ventas	11.039.385	5.963.087	1.128.765
Costo de ventas	-2.495.999	-1.334.407	-286.318
Ganancia bruta	**8.543.386**	**4.628.680**	**842.447**
Gastos de comercialización	-58.516	-25.669	-22.358
Gastos de administración	-271.790	-154.706	-92.088
Otros ingresos y egresos, netos	-	9.444	171.398
Ganancia operativa	**8.213.080**	**4.457.749**	**899.400**
Resultados financieros, netos	-4.155.314	-3.495.239	-778.593
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	**4.057.766**	**962.510**	**120.807**
(Cargo) beneficio por impuesto a las ganancias	-2.062.185	734.410	-44.406
Ganancia del ejercicio	**1.995.581**	**1.696.920**	**76.401**
Otros resultados integrales			
Items que no se van a revertir contra resultados en el futuro			
Diferencia por conversión	1.473.256	636.043	342.414
Otros resultados integrales del ejercicio	**1.473.256**	**636.043**	**342.414**
Ganancia integral del ejercicio	**3.468.837**	**2.332.963**	**418.815**

Estado de situación financiera y de cambios en el patrimonio

	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
	(en miles de Pesos)		
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo	79.522.320	51.526.043	7.998.307
Materiales y repuestos	689.012	380.233	82.776
Activo por impuesto diferido	-	777.338	-
Préstamos financieros	3.606.043	2.417.374	897.142
Créditos impositivos y aduaneros	109.276	132.103	138.351
Otros créditos	511.205	428.447	567.019
Total del activo no corriente	84.437.856	55.661.538	9.683.595
ACTIVO CORRIENTE			
Créditos impositivos y aduaneros	558.492	2.074.249	439.645
Otros créditos	495.000	552.218	323.793
Cuentas por cobrar comerciales	7.503.679	2.844.008	311.453
Efectivo y equivalente de efectivo	2.978.784	1.265.224	4.496.012
Total del activo corriente	11.535.955	6.735.699	5.570.903
Total del activo	95.973.811	62.397.237	15.254.498
PATRIMONIO			
Capital social	468.160	468.160	224.457
Prima de fusión	-424.764	-424.764	-
Reserva legal	91.004	6.158	2.338
Reserva facultativa	43.709	43.709	43.709
Resultados no asignados	3.647.292	1.736.557	43.456
Otros resultados integrales	2.520.307	1.047.051	411.008
Patrimonio	6.345.708	2.876.871	724.969
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivo por impuesto diferido	1.284.847	-	59.702
Deudas fiscales	369.414	72.266	-
Deudas financieras	68.708.693	49.899.883	13.001.484
Cuentas por pagar	287.962	527.028	468.351
Total del pasivo no corriente	70.650.916	50.499.177	13.529.537
PASIVO CORRIENTE			
Deudas financieras	4.135.815	2.196.083	267.211
Otros pasivos	75.694	44.597	179.865
Deudas fiscales	186.687	267.764	3.352
Cuentas por pagar	14.578.991	6.512.745	549.564
Total de pasivo corriente	18.977.187	9.021.189	999.991
Total del pasivo	89.628.103	59.520.366	14.529.529
Total del pasivo y del patrimonio	95.973.811	62.397.237	15.254.498

Estado de flujo de efectivo

	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
		(en miles de Pesos)	
CAUSAS DE VARIACIÓN DEL EFECTIVO			
Actividades operativas			
Ganancia (pérdida) del ejercicio	1.995.581	1.696.920	76.401
Ajustes correspondientes a partidas que no generan ni consumen fondos:			
Impuesto a las ganancias devengado	2.062.185	-734.410	44.406
Depreciaciones de propiedad, planta y equipos	1.376.924	693.232	106.720
Intereses devengados netos	4.248.716	2.294.296	413.406
Diferencia de cambio y conversión	-93.402	1.200.943	365.187
Otros ingresos y egresos	-	-	-171.398
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Aumento en cuentas por cobrar	-3.788.126	-1.692.243	-179.579
Disminución (aumento) en otros créditos	283.605	508.920	-10.333
Disminución en créditos impositivos y aduaneros	1.843.190	864.003	169.295
Aumento en cuentas por pagar	2.986.151	1.480.977	121.146
Aumento (disminución) en otros pasivos	8.996	-8.614	0
(Disminución) aumento en deudas fiscales	-66.736	13.890	2.566
Aumento en créditos impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en la compra de propiedad, planta y equipo	-304.606	-1.213.659	-346.487
Aumento en créditos impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en actividades de financiación	-	-	-74.288
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	**10.552.478**	**5.104.255**	**517.041**
Actividades de inversión			
Pagos de propiedad, planta y equipos	-1.903.534	-5.481.517	-3.750.321
Compras de materiales y repuestos	-21.753	-57.483	-47.868
Anticipo a proveedores para la compra de propiedad, planta y equipo	-	-	-89.237
Préstamo financiero otorgado	-	-	-433.531
Cobro de intereses	419.418	81.652	5.498
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	**-1.505.869**	**-5.457.348**	**-4.315.458**
Actividades de financiación			
Préstamos financieros recibidos	1.607.420	1.094.037	901.120
Fondos recibidos por la emisión de las obligaciones negociables	20.130	-	10.189.563
Pago de capital por préstamos financieros recibidos	-2.268.974	-	-
Pagos de otros pasivos	-	-	104.454
Pago de intereses y otros gastos financieros	-6.691.625	-3.974.337	-2.909.286
Flujo neto de efectivo (aplicado a) generado por las actividades de financiación	**-7.333.049**	**-2.880.300**	**8.285.851**
Aumento neto (disminución neta) del efectivo	**1.713.560**	**-3.233.393**	**4.487.434**
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.265.224	4.496.012	8.578
Efectivo incorporado por fusión	-	2.605	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	2.978.784	1.265.224	4.496.012
Aumento neto (disminución neta) del efectivo	**1.713.560**	**-3.233.393**	**4.487.434**

b) Indicadores Financieros

A continuación, se exponen indicadores financieros considerados relevantes para el análisis de la evolución de la Emisora, con información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, el 31 de diciembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2018.

Índice	Determinación	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Solvencia	Patrimonio neto Pasivo total	7,08%	4,83%	4,99%
Liquidez corriente	Activo corriente Pasivo corriente	60,79%	74,67%	557,10%
Inmovilización inmediata	Activo no corriente Activo total	87,98%	89,21%	63,48%
Rentabilidad	Resultado Patrimonio neto	31,45%	58,98%	10,54%

1) Solvencia:

El índice de solvencia indica la capacidad de pago de la Emisora, exponiéndola como la relación entre el patrimonio neto y el total de pasivos de la Emisora.

2) Liquidez corriente:

El índice de liquidez corriente muestra la capacidad que tiene la Emisora para afrontar sus obligaciones con vencimiento en el corto plazo. Se expone como la relación entre el activo corriente y el pasivo corriente.

3) Inmovilización inmediata:

El índice de inmovilización inmediata muestra la relación entre la inversión efectuada por la Emisora en activos fijos y otros activos no corrientes sobre el total del activo.

4) Rentabilidad:

El índice de rentabilidad se expone como la relación entre el resultado del ejercicio o periodo sobre el patrimonio neto total de la Emisora. Este índice muestra el retorno que se obtiene en dicho ejercicio o periodo sobre la inversión de los accionistas.

Indicadores Financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019

El índice de solvencia de la Emisora al 31 de diciembre de 2020 era de 7,08%, comparado con el 4,83% correspondiente al 31 de diciembre de 2019. Dicho incremento se debe principalmente al incremento del patrimonio neto por el resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

El índice de liquidez corriente de la Emisora al 31 de diciembre de 2020 era de 60,79%, comparado con el 74,67% al 31 de diciembre de 2019. Dicha contracción se debe principalmente al incremento de las cuentas por pagar y deudas fiscales al 31 de diciembre de 2020, compensando parcialmente con el incremento de las cuentas por cobrar comerciales.

El índice de inmovilización inmediata de la Emisora al 31 de diciembre de 2020 era de 87,98%, comparado con el 89,21% correspondiente al 31 de diciembre de 2019. Dicho incremento se debe principalmente a las inversiones realizadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 que ascienden a $7.412.733 miles.

El índice de rentabilidad de la Emisora al 31 de diciembre de 2020 era de 31,45% y de 58,98% al 31 de diciembre de 2019. La mayor rentabilidad que se muestra en el ejercicio de 12 meses finalizado el 31 de diciembre de 2019 se debe fundamentalmente al resultado expuesto en la línea impuesto a las ganancias en el cuarto trimestre, compensado parcialmente por menores egresos financieros en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

Indicadores Financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018

El índice de solvencia de la Emisora al 31 de diciembre de 2019 era de 4,83%, comparado con el 4,99%

correspondiente al 31 de diciembre de 2018. Dicho incremento se debe principalmente a la incorporación de los pasivos de las sociedades UENSA S.A. y UGEN S.A. como consecuencia de la fusión por absorción a partir del 1 de enero de 2019 por parte de MSU Energy (antes Río Energy S.A.).

El índice de liquidez corriente de la Emisora al 31 de diciembre de 2019 era de 74,67%, comparado con el 557,1% correspondiente al 31 de diciembre de 2018. Dicha contracción se debió principalmente a que el efectivo y equivalentes de efectivo existentes al 31 de diciembre de 2018, fue invertido en 2019 en la ampliación y conversión de las centrales de ciclo simple a ciclo combinado.

El índice de inmovilización inmediata de la Emisora al 31 de diciembre de 2019 era de 89,21%, comparado con el 63,48% correspondiente al 31 de diciembre de 2018. Tal como se mencionó en el punto anterior, gran parte de la inversión en Activo Fijo del ejercicio 2019 se realizó con la caja disponible al cierre del ejercicio anterior, por lo tanto, no solo cae el índice de liquidez corriente, sino que se incrementa el índice de inmovilización inmediata, ya que se reduce el activo corriente y se incrementa el activo no corriente.

El índice de rentabilidad de la Emisora al 31 de diciembre de 2019 era de 58,98%, comparado con el 10,54% correspondiente al 31 de diciembre de 2018. Dicho incremento se debió principalmente a: (i) la fusión por absorción de las sociedades UENSA S,A. y UGEN S.A. ya mencionada, (ii) el patrimonio neto de las sociedades absorbidas por fusión era inferior al patrimonio neto de la sociedad absorbente; (iii) al incremento de la ganancia antes de impuesto a las ganancias, y (iv) al beneficio registrado en el impuesto a las ganancias.

COVID-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró pandemia al brote de Coronavirus COVID-19 debido a su rápida propagación por el mundo, con más de 150 países afectados. La mayoría de los gobiernos, incluida Argentina, han tomado medidas cada vez más estrictas para ayudar a contener la propagación del virus, 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.

Estas medidas generan la ralentización o suspensión de la mayoría de las actividades no esenciales y, consecuentemente, están afectando 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.

La actividad principal de la Emisora ha sido clasificada como esencial por el Gobierno Nacional y, por lo tanto, la Sociedad ha continuado operando sin que esta situación afectara los ingresos por potencia contratada, su principal fuente de ingresos. Al 31 de diciembre de 2020, los plazos promedio de cobro de las cuentas por cobrar comerciales no han variado significativamente.

Si bien la Emisora continúo trabajando en la expansión y conversión de las plantas de energía de ciclo simple en plantas de ciclo combinado, debido a la pandemia COVID-19 y al aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el Gobierno Nacional, el 10 de junio de 2020, mediante nota N°-2020-37458730-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía suspendió temporalmente los plazos correspondientes a los contratos celebrados en el marco de la Resolución SEE N° 287/2017, entre otras. Dicha suspensión abarca el período comprendido entre el día 12 de marzo de 2020 y el día 12 de septiembre de 2020.

No obstante, durante los meses de agosto de 2020 y octubre de 2020 se completó el proyecto de expansión y conversión de las centrales termoeléctricas Villa María, General Rojo y Barker respectivamente, de ciclo simple a ciclo combinado, incrementando la capacidad total instalada a 750 MW.

La Dirección de la Emisora continuará evaluando el impacto de las referidas circunstancias y de aquellos hechos y circunstancias que puedan producirse en un futuro sobre la situación patrimonial y financiera de la Emisora y sobre los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo.

Se informa que la Emisora no es beneficiaria de ninguna disposición del Programa de Asistencia de Emergencia

al Trabajo y la Producción, ni de ningún otro plan o programa del gobierno con relación al pago de sueldos. Asimismo, la Emisora accedió a la moratoria impositiva integral, Ley 27.562, establecida por el Gobierno Argentino.

c) Capitalización y endeudamiento

En la siguiente tabla se consigna nuestra tenencia de efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de la Emisora conforme a las NIIF a las fechas indicadas.

		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
		(en miles de Pesos)		
PATRIMONIO				
Capital social		468.160	468.160	224.457
Prima de emisión		-424.764	-424.764	-
Reserva legal		91.004	6.158	2.338
Reserva facultativa		43.709	43.709	43.709
Resultados no asignados		3.647.292	1.736.557	43.456
Otros resultados integrales		2.520.307	1.047.051	411.008
Patrimonio		6.345.708	2.876.871	724.969
ENDEUDAMIENTO				
Deuda financiera a largo plazo:				
Obligaciones negociables	**1**	68.708.693	49.899.883	13.001.484
Deuda a largo plazo		68.708.693	49.899.883	13.001.484
Deuda financiera a corto plazo:				
Obligaciones negociables	**1**	3.556.300	1.234.386	267.211
Préstamos financieros		579.515	961.698	-
Deuda a corto plazo		4.135.815	2.196.083	267.211
Endeudamiento total		72.844.508	52.095.967	13.268.695
Total capitalización		79.190.216	54.972.838	13.993.664

1. Endeudamiento garantizado

En el ejercicio 2018 la Sociedad realizó una co-emisión junto con UGEN y UENSA de obligaciones negociables, cuyo producido fue utilizado principalmente para cancelar sus obligaciones comerciales con de General Electric, para la cancelación de deudas financieras con sociedad controlante y otros préstamos financieros existentes al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017.

La variación que se observa en el endeudamiento entre el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 se debe a la devaluación del Peso sobre el endeudamiento denominado en Dólares Estadounidenses de la Emisora y a la toma de nuevos préstamos financieros de corto plazo en el ejercicio 2019.

La variación que se observa en el endeudamiento entre el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 se debe a la devaluación del Peso sobre el endeudamiento denominado en Dólares Estadounidenses de la Emisora, a la toma de nuevos préstamos financieros de corto plazo y cancelación de préstamos financieros en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y a los fondos netos recibidos por las obligaciones negociables emitidas el 7 de mayo de 2020.

Para mayor información, véase el apartado "*Endeudamiento*" más adelante en esta sección.

d) Capital social

Con fecha 31 de octubre de 2018, la Asamblea General Extraordinaria aprobó la fusión por absorción de MSU Energy (antes Río Energy S.A., sociedad absorbente); UGEN S.A. y UENSA S.A (sociedades absorbidas). Como consecuencia de la misma, se aprobó el aumento del capital social considerando la relación de canje correspondiente, a partir de la fecha efectiva de fusión (1° de enero de 2019), por la suma de $ 243.703 miles, elevando el capital social a la suma de $ 468.160 miles, mediante la emisión de 243.703 miles acciones ordinarias nominativas no endosables, de valor nominal $1 cada una y con derecho a 1(un) voto por acción.

A la fecha del presente Prospecto, el capital social de la Emisora se encuentra representado por 468.160 miles acciones ordinarias de ARS 1,00 valor nominal cada una con derecho a un voto por acción, las cuales se encuentran emitidas e integradas en su totalidad. La Emisora no posee acciones autorizadas a la oferta pública.

e) Cambios significativos

Desde el cierre de nuestros estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 han tenido lugar los siguientes cambios significativos:

Contratos de EPC con A-Evangelista S.A.

Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por la Emisora bajo los Contratos EPC celebrados con AESA en relación con la conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado asciende a miles de USD 91.799 y miles de EUR 13.836. Con fecha 12 de febrero de 2021, como parte del acuerdo de cancelación de la deuda mantenida con AESA, la Emisora cancelo la suma de miles de USD 10.000. Adicionalmente, se comprometió a cancelar el saldo en diez cuotas consecutivas de miles de USD 9.300.

f) Reseña y perspectiva operativa y financiera

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.

La tabla siguiente refleja los resultados de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

	31/12/2020	31/12/2019	Variación	Variación
	(en miles de Pesos)			
	(12 meses)			%
Ventas	11.039.385	5.963.087	5.076.298	85%
Costo de ventas	-2.495.999	-1.334.407	-1.161.592	87%
Ganancia bruta	**8.543.386**	**4.628.680**	**3.914.706**	85%
Otros ingresos y egresos, netos	-	9.444	-9.444	100%
Gastos de comercialización	-58.516	-25.669	-32.847	128%
Gastos de administración	-271.790	-154.706	-117.084	76%
Ganancia operativa	**8.213.080**	**4.457.749**	**3.755.331**	84%
Resultados financieros, netos	-4.155.314	-3.495.239	-660.075	19%
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	**4.057.766**	**962.510**	**3.095.256**	322%
Cargo (beneficio) por impuesto a las ganancias	-2.062.185	734.410	-2.796.595	
Ganancia del ejercicio	**1.995.581**	**1.696.920**	**298.661**	18%

Ventas

Las ventas de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de $11.039.385 miles, comparado con los $5.963.087 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, lo que equivale a un incremento de $5.076.298 miles (o 85%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) la diferencia en el tipo de cambio entre los ejercicios comparados dado el precio de venta en dólares según los contratos de PPA ($2.590.071 miles), y (ii) el incremento de las ventas bajo la Resolución 287, dado que en el mes de agosto de 2020 se completaron los proyectos de expansión y conversión de las centrales termoeléctricas Villa María y Rojo de ciclo simple a ciclo combinado y en el mes de octubre de 2020 se completó el de la central termoeléctrica Barker ($2.783.107 miles).

Costo de Ventas

Los costos de ventas incluyen los costos directos relativos a la generación de energía, tales como (i) mantenimiento, (ii) sueldos, jornales y cargas sociales y otros gastos del personal, (iii) seguros, (iv) impuestos, tasas y servicios y (v) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

El costo de ventas de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue de $2.495.999 miles, comparado con los $1.334.407 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, lo que equivale a un incremento de $1.161.592 miles (o 87%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) mayores depreciaciones como consecuencia del incremento del tipo de cambio promedio entre los ejercicios comparados ($304.729 miles) y un mayor volumen de despacho ($384.955 miles), (ii) un incremento del costo del contrato de mantenimiento con General Electric, nominado en dólares, generando un incremento por tipo de cambio promedio entre los ejercicios comparados ($122.569 miles) y un incremento por el impacto del mayor despacho, (iii) un incremento del costo de seguros ($77.696 miles) como consecuencia de la incorporación de las turbinas número 04 en las centrales y del ciclo combinado de las centrales de Villa María, General Rojo y Barker, y (iv) un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial, y en menor medida, al aumento de nómina en línea con el avance de la puesta en marcha del ciclo combinado ($123.449 miles). Adicionalmente, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora registró una ganancia por diferencias de inventario por $18.118 miles, disminuyendo el costo de ventas de dicho ejercicio.

Ganancia Bruta

La ganancia bruta de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue de $8.543.386 miles, comparado con los $4.628.680 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, lo que equivale a un incremento de $3.914.706 miles (o 85%%), atribuible a las razones descriptas anteriormente.

Gastos de comercialización

Se incluyen en esta categoría los sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal comercial y otros gastos del personal, honorarios profesionales, movilidad y viáticos, teléfono y comunicaciones y gastos institucionales, entre otros.

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a $58.516 miles, comparado con los $25.669 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, lo que equivale a un incremento de $32.847 miles (o 128%). Este incremento fue atribuible principalmente a: un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial y un incremento de los honorarios profesionales, compensado parcialmente por menores gastos de movilidad y viáticos.

Gastos de administración

Están comprendidos dentro de esta categoría los gastos tales como (i) sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal administrativo y otros gastos del personal, (ii) honorarios profesionales (iii) impuestos tasas y servicios, (iv) alquileres, (v) teléfono y comunicaciones, y (vi) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a $271.790 miles, comparado con los $154.706 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, lo que equivale a un incremento de $117.084 miles (o 76%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) un incremento de los gastos en honorarios profesionales ($35.930 miles), (ii) mayores impuestos a los débitos y créditos bancarios producto de los pagos incrementales por transporte y compra de gas ($44.797 miles), y (iii) un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial.

Resultados financieros netos

Están comprendidos dentro de esta categoría (i) los intereses financieros ganados y perdidos, (ii) la diferencia de cambio neta, y (iii) los gastos de financiamiento.

Los resultados financieros netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 reflejaron una pérdida de $4.155.314 miles, comparado con una pérdida de $3.495.239 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, lo que equivale a un incremento de $660.075 miles (o 19%). Este incremento fue atribuible principalmente al: (i) aumento de los intereses financieros devengados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, compensado parcialmente por, (ii) resultado por operaciones financieras con títulos valores.

Impuesto a las ganancias

El cargo correspondiente al impuesto a las ganancias de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue de $2.062.185, comparado con el beneficio de $734.410 registrado en el ejercicio

finalizado el 31 de diciembre de 2019. La tasa efectiva del impuesto para la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue del 51%.

Ganancia neta

Por los motivos descriptos anteriormente, la ganancia neta de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue de $1.995.581 miles, comparado con los $1.696.920 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, lo que equivale a un incremento de $298.661 miles (o 18%), atribuible a las razones descriptas anteriormente.

EBITDA - Reconciliación con Ganancia Neta

La siguiente tabla concilia el EBITDA con la ganancia del ejercicio de la Emisora:

	31/12/2020	31/12/2019
	(en miles de Pesos)	
Ganancia del ejercicio	1.995.581	1.696.920
Resultados financieros, netos	4.155.314	3.495.239
Impuesto a las ganancias	2.062.185	-734.410
Depreciaciones	1.376.924	693.232
EBITDA	9.590.004	5.150.981

El EBITDA de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue de $9.590.004 miles, comparado con $5.150.981 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, lo que equivale a un incremento de $4.439.023 miles (o 86%). Este incremento se debe principalmente al incremento de las ventas dada la finalización de la conversión de ciclo simple a ciclo combinado de las centrales Villa María y General Rojo, que fueron autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI con fecha 15 de agosto y 20 de agosto de 2020, respectivamente y la central Barker, autorizada con fecha 30 de octubre de 2020.

El Margen de EBITDA sobre ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue del 87%.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

La tabla siguiente refleja los resultados de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

	31/12/2019	31/12/2018	Variación	Variación
	(en miles de Pesos)			
	(12 meses)			%
Ventas	5.963.087	1.128.765	4.834.322	428%
Costo de ventas	-1.334.407	-286.318	-1.048.089	366%
Ganancia bruta	**4.628.680**	**842.447**	**3.786.233**	449%
Gastos de comercialización	-25.669	-22.358	-3.311	15%
Gastos de administración	-154.706	-92.088	-62.618	68%
Otros ingresos y egresos, netos	9.444	171.398	-161.954	-94%
Ganancia operativa	**4.457.749**	**899.400**	**3.558.349**	396%
Resultados financieros, netos	-3.495.239	-778.593	-2.716.646	349%
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	**962.510**	**120.807**	**841.703**	697%
(Cargo) beneficio por impuesto a las ganancias	734.410	-44.406	778.816	
Ganancia del ejercicio	**1.696.920**	**76.401**	**1.620.519**	2121%

Con fecha 1° de enero de 2019, se ha producido la Fusión por absorción de UENSA S.A. y UGEN S.A. por parte de MSU Energy S.A. (antes Río Energy S.A.). En este sentido, la comparabilidad de los resultados al 31 de diciembre de 2019 con los resultados al 31 de diciembre de 2018 se ve afectada por la mencionada Fusión. Para mayor información sobre la Fusión, véase la sección "*Políticas de la Emisora*" de este Prospecto.

Ventas

Las ventas de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de $5.963.087 miles comparado con los $1.128.765 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, lo que equivale a un incremento de $4.834.322 miles (o 428%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) un incremento de $3.819.052 miles correspondiente a las ventas de las Centrales térmicas Barker y Villa María incorporadas en virtud de la Fusión; (ii) un incremento atribuible a la diferencia en el tipo de cambio promedio entre los ejercicios comparados; y (iii) el incremento de las ventas de las turbinas 04 de las centrales termoeléctricas General Rojo, Villa Maria y Barker, que fueron autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI con fecha 30 de abril, 17 de mayo y 11 de julio de 2019, respectivamente.

Costo de Ventas

Los costos de ventas incluyen los costos directos relativos a la generación de energía, tales como (i) mantenimiento, (ii) sueldos, jornales y cargas sociales y otros gastos del personal, (iii) seguros, (iv) impuestos, tasas y servicios y (v) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

El costo de ventas de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de $1.334.407 miles, comparado con los $286.318 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, lo que equivale a un incremento de $1.048.089 miles (o 366%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) un incremento de $873.956 miles correspondiente al costo de ventas de las Centrales térmicas Barker y Villa María incorporadas en virtud de la Fusión y (ii) un incremento atribuible a la diferencia en el tipo de cambio promedio entre los ejercicios comparados.

Ganancia Bruta

La ganancia bruta de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de $4.628.680 miles, comparado con los $842.447 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, lo que equivale a un incremento de $3.786.233 miles (o 449%), atribuible a las razones descriptas anteriormente.

Gastos de comercialización

Se incluyen en esta categoría los sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal comercial y otros gastos del personal, honorarios profesionales y gastos institucionales, entre otros.

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a $25.669 miles, comparado con los $22.358 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, lo que equivale a un incremento de $3.311 miles (o 15%). Este incremento fue atribuible principalmente a los gastos de comercialización de las Centrales térmicas Barker y Villa María incorporadas en virtud de la Fusión.

Gastos de administración

Están comprendidos dentro de esta categoría los gastos tales como (i) sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal administrativo y otros gastos del personal, (ii) honorarios profesionales (iii) impuestos tasas y servicios, (iv) alquileres, (v) teléfono y comunicaciones, y (vi) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a $154.706 miles, comparado con los $92.088 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, lo que equivale a un incremento de $62.619 miles (o 68%). Este incremento fue atribuible principalmente a los gastos de administración de las Centrales Barker y Villa María incorporadas en virtud de la Fusión.

Resultados financieros netos

Están comprendidos dentro de esta categoría (i) los intereses financieros ganados y perdidos, (ii) la diferencia de cambio neta, y (iii) los gastos de financiamiento.

Los resultados financieros netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 reflejaron una pérdida de $3.495.239 miles, comparado con una pérdida de $778.593 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, lo que equivale a un incremento de $2.716.646 miles (o 349%). Este incremento fue atribuible

principalmente a: (i) el impacto sobre nuestro endeudamiento denominado en Dólares Estadounidenses de la diferencia del tipo de cambio promedio entre los ejercicios comparados; y (ii) los intereses financieros devengados debido a la co-emisión (junto con las sociedades absorbidas UGEN S.A. y UENSA S.A) de nuestras obligaciones negociables emitidas durante el año 2018.

Impuesto a las ganancias

El beneficio correspondiente al impuesto a las ganancias de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de $734.410 miles, comparado con el cargo de $44.406 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. La tasa efectiva de impuesto para la Emisora durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue del 76%.

Ganancia neta

Por los motivos descriptos anteriormente, la ganancia neta de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de $1.696.920 miles, comparado con los $76.401 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, lo que equivale a un incremento de $1.620.519 miles (o 2.121%).

EBITDA - Reconciliación con Ganancia Neta

La siguiente tabla concilia el EBITDA con la ganancia del ejercicio de la Emisora:

	31/12/2019	31/12/2018
	(en miles de Pesos)	
Ganancia del ejercicio	1.696.920	76.401
Resultados financieros, netos	3.495.239	778.593
Impuesto a las ganancias	-734.410	44.406
Depreciaciones	693.232	106.720
EBITDA	5.150.981	1.006.120

El EBITDA de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de $5.150.981 miles, comparado con $1.006.120 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, lo que equivale a un incremento de $4.144.861 miles (o 412%). Este incremento se debe principalmente a: (i) la incorporación de UENSA S.A. y UGEN S.A. con motivo de la fusión por absorción a partir del 1 de enero de 2019 por parte de MSU Energy (antes Río Energy) y (ii) el incremento de las ventas de las turbinas 04 de las centrales termoeléctricas General Rojo, Villa Maria y Barker, que fueron autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI con fecha 30 de abril, 17 de mayo y 11 de julio de 2019, respectivamente

El Margen de EBITDA sobre ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue del 86%.

Liquidez y Recursos de Capital

Nuestros requisitos de capital alcanzan en primera medida a los costos operativos y de mantenimiento relativos a nuestros activos operativos, inversiones en activos fijos relacionadas con el proyecto de expansión y conversión a ciclo combinado, y pagos del servicio de deuda. Nuestras fuentes principales de liquidez y de recursos de capital constituyen los fondos que surgen a partir de nuestra actividad de generación de energía, del acceso de mercados de capitales de deuda y, en menor medida, del mercado crediticio bancario y los aportes de capital.

Flujo de efectivo

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020

La siguiente tabla refleja nuestra tenencia de efectivo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

	31/12/2020 (en miles de Pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.265.224
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	10.552.478
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	-1.505.869
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación	-7.333.049
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	**2.978.784**

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Se genera principalmente por el resultado del ejercicio neto del ajuste de las partidas que no consumen o generan fondos por $9.590.004 miles, más un aumento en las cuentas por pagar por $2.986.151 miles, más un aumento de otros pasivos por $8.996 miles, más una disminución en créditos impositivos y aduaneros por $1.843.190 miles, más una disminución en otros créditos por $283.605 miles, menos un aumento en cuentas por cobrar comerciales por $3.788.126 miles, una disminución en deudas fiscales por $66.736 miles y menos un aumento en los créditos impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en la compra de propiedad, planta y equipos por $304.606 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión

Se debe principalmente al pago por las compras de propiedad, planta y equipos, neto de intereses activados por $1.903.534 miles, al pago por las compras de materiales y repuestos por $21.753 miles, menos el cobro de intereses por $419.418 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación

Se debe principalmente al pago de intereses y otros gastos financieros por $6.691.625 miles, más el pago de capital por préstamos financieros recibidos por $2.268.974 miles, menos los préstamos financieros recibidos por $1.607.420 miles y los fondos recibidos por la emisión de las nuevas obligaciones negociables por $20.130 miles.

Al cierre del ejercicio la posición de efectivo y equivalente de efectivo era de $2.978.784 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

La siguiente tabla refleja nuestra tenencia de efectivo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

	31/12/2019 (en miles de Pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	4.496.012
Efectivo incorporado por fusión	2.605
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	5.104.255
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	-5.457.348
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación	-2.880.300
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	**1.265.224**

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Se genera principalmente por el resultado del ejercicio neto del ajuste de las partidas que no consumen o generan fondos por $5.150.981 miles, más un aumento en las cuentas por pagar por $1.480.977 miles, más una disminución en otros créditos por $508.920 miles, más una disminución en créditos impositivos y aduaneros por $864.003 miles, menos un aumento en cuentas por cobrar por $1.692.243, más una disminución en otros pasivos por $8.614 miles, más un aumento en deudas fiscales por $13.890 miles y un aumento en los créditos

impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en la compra de propiedad, planta y equipos por $1.213.659 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión

Se debe principalmente al pago por las compras de propiedad, planta y equipos por $5.481.517 miles, al pago por las compras de materiales y repuestos por $57.483 miles, menos el cobro de intereses por $81.652 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación

Se debe principalmente al pago de intereses y otros gastos financieros por $3.974.337 miles, menos los préstamos financieros recibidos por $1.094.037.

Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 la posición de efectivo y equivalente de efectivo era de $1.265.224 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

La siguiente tabla refleja nuestra tenencia de efectivo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

	31/12/2018 (en miles de Pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	8.578
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	517.041
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	-4.315.458
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación	8.285.851
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	**4.496.012**

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Se genera principalmente por el resultado del ejercicio neto del ajuste de las partidas que no consumen o generan fondos por $834.721 miles, más un aumento en las cuentas por pagar por $121.146 miles, más un aumento en deudas fiscales por $ 2.566 miles, menos un aumento en otros créditos por $10.333 miles, más una disminución en créditos impositivos y aduaneros por $ 169.295 miles, y menos un aumento en cuentas por cobrar por $179.579 miles, menos un aumento en los créditos impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en la compra de propiedad, planta y equipos por $346.487 miles y menos un aumento en créditos impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en actividades de financiación por 74.288 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión

Se debe principalmente al pago por las compras de propiedad, planta y equipos por $3.750.321 miles, a los anticipos a proveedores para la compra de propiedad, planta y equipo por $89.237 miles, a los préstamos financieros otorgados por $433.531 miles, al pago por las compras de materiales y repuestos por $47.868 miles, menos el cobro de intereses por $5.498 miles.

Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación

Se debe principalmente a la emisión de obligaciones negociables por $10.189.563 miles, los préstamos financieros recibidos por $901.120 miles, el aumento de otros pasivos por $104.454 miles, menos el pago de deudas financieras e intereses por $2.909.286 miles.

Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 la posición de efectivo y equivalente de efectivo era de $4.496.012 miles.

Capital de trabajo

En nuestra opinión, nuestro capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Endeudamiento

Nuestro endeudamiento al 31 de diciembre de 2020 ascendía a $72.844.508 miles, correspondiente a nuestro pasivo corriente y no corriente por obligaciones negociables y préstamos financieros.

Deuda Financiera

Bono Internacional 2018

El 1° de febrero de 2018, la Emisora, UENSA S.A. y UGEN S.A. co-emitieron y colocaron en el mercado local e internacional obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, por un monto de capital de US$600.000.000 (el "Bono Internacional 2018"). El capital pendiente de pago del Bono Internacional 2018 devenga intereses a una tasa fija de 6,875% nominal anual. Los intereses son pagaderos los 1° de febrero y 1° de agosto de cada año, comenzando el 1° de agosto de 2018 y finalizando en la fecha de vencimiento, es decir, el 1° de febrero de 2025. El capital será amortizado en un único pago al vencimiento, es decir, el 1° de febrero de 2025. Los términos y condiciones del Bono Internacional 2018 incluyen compromisos y eventos de incumplimiento usuales para financiamientos de esta naturaleza para emisores similares. Todos los derechos y obligaciones de UGEN S.A. y UENSA S.A. bajo el Bono Internacional 2018 han sido asumidos por MSU Energy en virtud de la Fusión. Para mayor información sobre la Fusión, véase la sección "*Políticas de la Emisora*" de este Prospecto.

El pago en tiempo y forma del Bono Internacional 2018 se encuentra garantizado por un gravamen en primer grado de privilegio de la siguiente manera: (i) una prenda (*pledge*) sobre una cuenta de reserva para servicios de deuda y los fondos depositados en la misma, regida por ley norteamericana (la "Cuenta de Reserva"); y (ii) una prenda fija con registro regida por ley Argentina sobre las nueve (9) turbinas modelo GE LM6000-PC Sprint correspondientes al ciclo simple de nuestras centrales térmicas, cualquier póliza de seguro relacionada con las mismas y cualquier compensación y/o indemnización que pudiere corresponder a la Emisora como resultado de la expropiación de dichas turbinas. Según el contrato que rige los términos del Bono Internacional 2018, la Emisora debe mantener la Cuenta de Reserva totalmente fondeada en todo momento en efectivo y/o a través de una o más cartas de crédito de proporcionadas por instituciones financieras calificadas. Circunstancias macroeconómicas actuales y los controles de cambio pueden limitar nuestra capacidad de fondear la Cuenta de Reserva.

A la fecha del presente Prospecto, el valor nominal en circulación del Bono Internacional 2018 es US$ 600.000.000.

Obligaciones Negociables Privadas 2023

Con fecha 30 de noviembre de 2018, la Emisora, UGEN S.A. y UENSA S.A., como co-emisoras, emitieron las Obligaciones Negociables Privadas 2023, bajo el Acuerdo de Emisión de Obligaciones Negociables de fecha 21 de noviembre de 2018 (el "Acuerdo de Emisión de Obligaciones Negociables"), celebrado entre las Compañías, Citibank N.A., como agente de las obligaciones negociables, agente de pago y agente de registro, La Sucursal de Citibank, N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía, y los compradores ahí mencionados. Todos los derechos y obligaciones de UGEN S.A. y UENSA S.A. bajo las Obligaciones Negociables Privadas 2023 fueron asumidos por MSU Energy en virtud de la Fusión. Para mayor información sobre la Fusión, véase la sección "*Políticas de la Emisora*" de este Prospecto.

Las Obligaciones Negociables Privadas 2023 tenían un plazo de 5 años y devengaban intereses trimestralmente a una tasa variable equivalente a la tasa LIBOR más un margen del 11,25%. Las Obligaciones Negociables Privadas 2023 eran amortizadas trimestralmente en once cuotas iguales y consecutivas, a partir de la fecha en la que se cumplan 30 meses desde la fecha de emisión.

Las Obligaciones Negociables Privadas 2023 se encontraban garantizadas por: (i) una prenda con registro sobre los equipos relacionados al proyecto de conversión y expansión de nuestras centrales de ciclo simple a centrales de ciclo combinado, (ii) una cesión fiduciaria de los derechos de cobro bajo los contratos de compraventa de energía del ciclo combinado, los contratos de EPC ciclo combinado y ciertos seguros; y (iii) una prenda sobre la totalidad de las acciones de la Emisora de titularidad de MSU Energy Holdings Ltd. y MSU Energy Investments Ltd., representativas del 99,5348% del capital social y de los votos de la Emisora.

Con fecha 7 de mayo de 2020, las Obligaciones Negociables Privadas 2023 fueron íntegramente canceladas por la Emisora y refinanciadas mediante el Bono Internacional 2020.

Bono Internacional 2020

Con fecha 7 de mayo de 2020, la Emisora emitió obligaciones negociables con oferta pública en el mercado

internacional y local por U$S 250.300.000. El Bono Internacional 2020 tiene un plazo de 4 años, venciendo el 28 de febrero de 2024. El capital del Bono Internacional 2020 será amortizado en 10 (diez) cuotas trimestrales consecutivas, comenzando el 30 de noviembre de 2021. El capital del Bono Internacional devenga intereses a una tasa variable equivalente a la suma de la Tasa LIBOR más un margen aplicable, nominal anual, calculado de la siguiente manera: (i) para cada día del período que comienza en la fecha de emisión (inclusive) y finaliza el día 28 de febrero de 2021 (exclusive), 11,95%, (ii) para cada día del período que comienza el último día del período mencionado en (i) anterior (inclusive) y finaliza el día 28 de febrero de 2022 (exclusive), 12,50%, y (iii) para cada día del período que comienza en el último día del período mencionado en (ii) anterior (inclusive) y finaliza en la fecha en que todas las sumas adeudadas bajo el bono sean íntegramente canceladas, 13,00%. Los intereses se pagarán trimestralmente a plazo vencido cada 28 de febrero, 30 de mayo, 30 de agosto y 30 de noviembre, comenzando el 30 de agosto de 2020

El Bono Internacional 2020 se encuentra garantizado por: (i) una prenda con registro sobre los equipos relacionados al proyecto de conversión y expansión de nuestras centrales de ciclo simple a centrales de ciclo combinado, (ii) una cesión fiduciaria de los derechos de cobro bajo los contratos de compraventa de energía del ciclo combinado (excepto por el derecho de recibir cualquier pago, reembolso o reintegro de CAMMESA relacionado con costos de combustible), los contratos de EPC ciclo combinado y ciertos seguros; y (iii) una prenda sobre la totalidad de las acciones de la Emisora de titularidad de MSU Energy Holdings Ltd. y MSU Energy Investments Ltd., representativas del 99,5348% del capital social y de los votos de la Emisora.

A la fecha del presente Prospecto, el valor nominal en circulación del Bono Internacional 2020 es US$ 250.300.000.

Préstamos financieros

Durante el mes de agosto de 2020, la Emisora recibió un préstamo por un monto de $ 365.000 miles de Banco de la Nación Argentina, con vencimiento a los 180 días. Por este préstamo, al 31 de diciembre de 2020, la Emisora registra capital e interés por pagar por $ 427.453 miles.

Durante el mes de septiembre de 2020, la Emisora recibió un préstamo por un monto de $ 135.000 miles de Banco de la Nación Argentina, con vencimiento a los 180 días. Por este préstamo, al 31 de diciembre de 2020, la Emisora registra capital e interés por pagar por $ 150.658 miles.

Información sobre tendencias

Condiciones macroeconómicas de la Argentina

Atento a que prácticamente todas nuestras operaciones, centrales y clientes se encuentran ubicados en Argentina, la Emisora se ve afectada por las condiciones macroeconómicas imperantes en el país, incluida la inflación y las fluctuaciones del tipo de cambio. La volatilidad de la economía argentina y las medidas tomadas por el gobierno argentino han tenido un efecto significativo en los negocios de la Emisora, y se prevé que lo seguirán teniendo. En los últimos años, el gobierno argentino ha implementado reformas que han mejorado las características fundamentales a largo plazo del sector eléctrico, al transformarlo en un sector más orientado al mercado y a la sustentabilidad. Ver "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina*".

La administración anterior de Macri (2015-2019), se enfrentó a importantes desafíos macroeconómicos, incluyendo, entre otros, mejorar la competitividad de la industria local y el ajuste de precios para ciertos bienes y servicios (tales como electricidad y gas natural para ciertos sectores residenciales de Argentina), y en consecuencia, anunció e implementó varias reformas económicas y políticas estructurales importantes. Estas reformas incluyeron, entre otras, un acuerdo con los acreedores *holdouts*, reformas al INDEC, reformas cambiarias, reformas de comercio exterior, y reformas de electricidad y gas. Asimismo, luego de las elecciones primarias celebradas el 11 de agosto de 2019, el gobierno nacional implementó una serie de medidas con el objetivo de estabilizar el tipo de cambio y reducir la inflación. Dichas medidas incluyeron un nuevo reperfilamiento de la deuda pública, que resultó en el establecimiento de un nuevo cronograma de pagos para cierta deuda pública a fin de reducir la incertidumbre y crear un marco sostenibilidad la deuda pública local a corto plazo, medidas fiscales, controles de precios para cierto productos básicos y reinstalación de controles de cambio.

El 10 de diciembre de 2019, Alberto Fernández asumió el cargo, luego de ser elegido presidente en las elecciones generales del 27 de octubre de 2019. Desde entonces, la administración Fernández ha tomado varias medidas para abordar la crisis económica actual, como la declaración de emergencia pública ocupacional, la promulgación de la Ley N ° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que entre otras cosas, suspendió los aumentos en las tarifas de gas natural y electricidad, introdujo algunas reformas impositivas,

dispuso la intervención del ENRE y se retomó la competencia nacional sobre las distribuidoras EDENOR y EDESUR.

La administración de Fernández también ha renegociado el endeudamiento incurrido por Argentina con el FMI en 2018 y la deuda externa con acreedores privados. Para mayor información véase "*Factores de Riesgo - La capacidad de Argentina de obtener financiamiento de los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento"*.

La incertidumbre existente sobre las medidas económicas y políticas que la administración Fernández tendrá que adoptar también puede generar volatilidad en los precios de mercado de los valores de las empresas argentinas, incluyendo, en particular, las compañías de energía, como la Emisora, debido al alto nivel de regulación e intervención gubernamental inherente al sector.

Asimismo, el rápido desarrollo y la fluidez del brote de COVID-19 impide cualquier predicción sobre su impacto adverso para nosotros. Continuamos monitoreando la propagación de COVID-19 y sus riesgos relacionados. La magnitud y duración de la pandemia y su impacto en nuestro negocio, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo son inciertos dado que la pandemia continúa evolucionando a nivel mundial.

Según el FMI, transcurrido un año de la pandemia, las perspectivas mundiales siguen siendo muy inciertas. Las nuevas mutaciones del virus y la incesante pérdida de vidas humanas 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. Luego de una contracción estimada de 3,3% en 2020, el crecimiento mundial se proyecta en 6% en 2021 y en 4,4% en 2022. La recuperación prevista resulta gracias a las vacunas y la continua adaptación de la actividad económica a la reducción de la movilidad. Estas perspectivas están sujetas a gran incertidumbre, relacionada con el curso de la pandemia, la eficacia del respaldo durante la transición hasta que las vacunas faciliten la normalización, y la evolución de las condiciones financieras. Véase *"Factores de riesgo — Riesgos Relacionados con Argentina— La propagación del nuevo 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 la Emisora.."*

Si la crisis en Argentina causada, entre otros, por la propagación del COVID-19, impacta sobre los pagos en tiempo y forma por parte de los usuarios de sus tarifas de electricidad a los distribuidores de electricidad, dado que los pagos debidos a nosotros por CAMMESA dependen de los fondos que CAMMESA a su vez perciba de otros agentes del MEM (como los distribuidores), la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus propias obligaciones de pago con nosotros puede verse afectada negativamente. Ver "*Factores de riesgo — Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio— Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones."*

En la tabla que se presenta a continuación se establecen los indicadores económicos clave de la Argentina correspondientes a los períodos indicados:

	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Actividad Económica							
PBI real (Pesos al 2004) (% de variación) como % del PBI	(9,9%)	(2,1%)	(2,6%)	2,8%	(2,1%)	2,7%	(2,5%)
Indices de precios e información sobre tipos de cambio							
Indice de precios al consumidor (IPC del INDEC) (% de variación)	36,1%	53,8%	47,6%	24,8%	-%(1)	27,8%	38,5%
Inflación (medición según el IPC de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) (% de variación)	30,5%	50,6%	45,5%	26,1%	41,0%	26,9%	38,0%
Inflación (medición según el IPC de la Pcia. de San Luis) (% de variación)	41,8%	57,6%	50,0%	24,3%	31,4%	31,6%	39,0%
Indice de precios mayorista (IPM) (% de variación)	35,4%	58,5%	73,5%	18,8%	34,5%	10,6%(2)	28,3%
Tipo de cambio nominal en ARS/US$ al cierre del ejercicio	84,15	59,89	37,7	18,649	15,89	13,04	8,55

Fuentes: Ministerio de Hacienda de Argentina, BCRA e INDEC

(1) El 8 de enero de 2016, en base a que la determinación del INDEC no había producido información estadística confiable, incluso con respecto al IPC, la nueva administración declaró al INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 20186. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas sobre la base de estas reformas. Durante los primeros 6 meses de este período de reorganización, el INDEC publicó cifras oficiales del IPC publicadas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis como referencia, que incluimos aquí. En junio de 2016, el INDEC reanudó la publicación del IPC a partir de mayo de 2016.
(2) % de variación período de 10 meses.

Ver "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina— La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar a una falta de confianza en la economía argentina y a su vez podría limitar nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capitales*".

Inflación

Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias. De acuerdo con los datos de inflación publicados por el INDEC, de 2008 a 2013, el IPC se incrementó un 7,2%, 7,7%, 10,9%, 9,5%, 10,8 % y 10,9% respectivamente, mientras que el índice de precios al por mayor aumentó un 8,8%, 10,3%, 14,5%, 12,7%, 13,1% y 14,7% respectivamente. En 2014 el INDEC estableció un nuevo índice de precios al consumidor ("IPCNU") que refleja una medición más amplia sobre los precios al consumidor, considerando información de precios de las 24 provincias del país, dividido en seis regiones. De acuerdo con el INDEC, el IPCNU fue de 23,9% en 2014. En 2015, la nueva administración del INDEC publicó un IPC alternativo que mostró un incremento del 26,9%. En el año 2016, el IPC alternativo, de enero a abril, se incrementó un 4,1%, 4,0%, 3,3% y 6,5%, respectivamente, y de mayo a diciembre se publicó un nuevo IPC que mostró incrementos de 4,2 %, 3,1%, 2,0%, 0,2%, 1,1%, 2,4%, 1,6% y 1,2% respectivamente. Por su parte, el IPC fue 24,8% en 2017, 47,6% en 2018, 53,8% en 2019 y 36,1% en 2020; mientras que en enero y febrero de 2021 ha sido de 4,0% y 3,6%, respectivamente.

El índice de precios al por mayor fue de 10,6%, 34,5%, 18,8%, 73,5%, 58,5% y 35,4% para 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020. Antes de la asunción de la nueva administración, ciertos analistas del sector privado creían que la inflación era significativamente mayor que la reflejada por el INDEC.

La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en nuestros resultados de operaciones. En particular, la inflación típicamente impacta negativamente, a menos que sea compensado por la depreciación del peso argentino, en nuestros costos de construcción y nuestro costo de ventas y gastos administrativos, en particular, en sueldos a empleados y seguridad social. Para más información, ver *"Factores de riesgo — Riesgos Relacionados con Argentina — El nivel continuamente alto de la inflación podría afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de nuestras operaciones."*

Fluctuaciones del tipo de cambio

La totalidad de las tarifas contempladas en los PPAs de la Emisora están expresadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos principalmente al tipo de cambio de referencia mayorista que cotiza el BCRA, conforme a la Comunicación "A" 3500. Las tarifas expresadas en Dólares Estadounidenses se

convierten a Pesos en la fecha de facturación y no en la fecha en que se hace efectivo el pago, lo cual puede tener un efecto negativo en nuestros resultados en la medida en que haya una devaluación del Peso durante este período; este efecto negativo podría incrementarse en caso de demoras en el pago, según lo contemplado en "—Facturación y Cobranzas". No obstante, la Emisora tiene derecho a reclamar las diferencias de cambio que puedan surgir entre la fecha de facturación y la fecha en que se haga efectivo el pago por parte de CAMMESA. Por otra parte, una porción significativa de los costos operativos y la mayor parte de la deuda de la Emisora están expresadas en Dólares Estadounidenses. Este esquema funciona como una cobertura natural contra las fluctuaciones del tipo de cambio y le permite a la Emisora utilizar dólares estadounidenses como moneda funcional a los efectos contables.

Nuestros resultados operativos seguirán viéndose afectados por la fluctuación del tipo de cambio Peso-Dólar Estadounidense. La devaluación del Peso en términos generales suele generar menores costos en Dólares Estadounidenses, sin perjuicio de ello, su efecto suele estar compensado por los aumentos inflacionarios financieros en Argentina. Para mayor información, véase *"Factores de Riesgo – Riegos Relacionados con Argentina - Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones."*

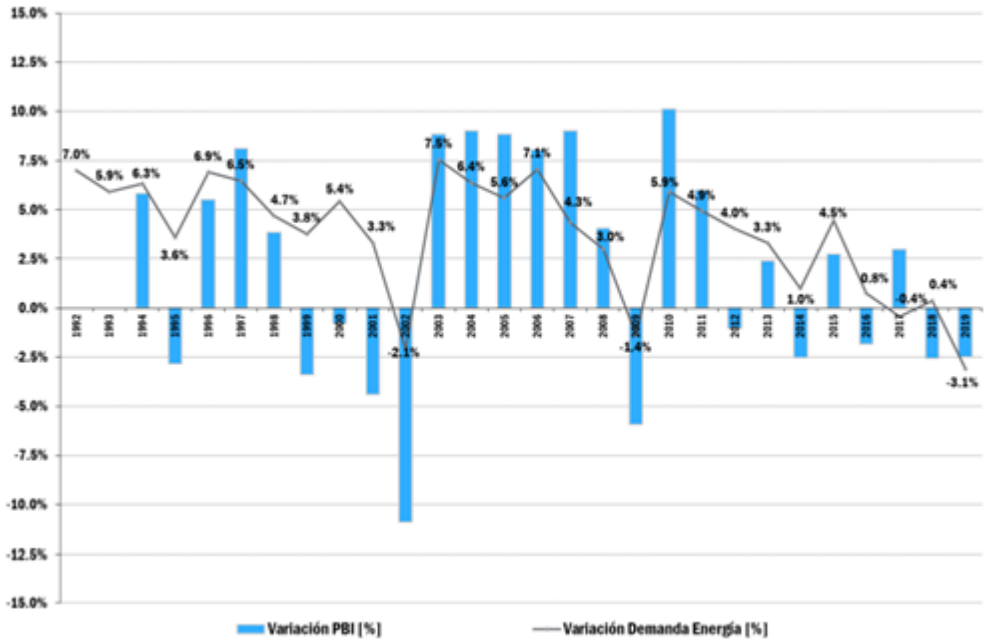
Oferta y demanda de electricidad

La demanda de electricidad depende en gran medida de las condiciones macroeconómicas vigentes en la Argentina así como de factores estacionales. Por lo general, la demanda de electricidad varía según el rendimiento de la economía argentina, dado que las empresas y los hogares suelen consumir mayor cantidad de energía y tienen mayor capacidad de pago durante los períodos de estabilidad o crecimiento de la economía. Por lo tanto, la demanda de energía se ve afectada por las medidas que tome el gobierno argentino en materia económica, incluidas las medidas relacionadas con el tipo de cambio, la inflación, las tasas de interés, los controles de precios, los impuestos y las tarifas de energía.

Desde la crisis económica de 2001-2002 en adelante, la demanda de electricidad en Argentina creció año a año de manera sostenida, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas. Durante 2015, la demanda de energía eléctrica registró un aumento del 4,5% en comparación con 2014, de 126.421 GWh a 132.100 GWh. Durante 2016 la demanda de energía eléctrica registró un aumento del 0,8% en comparación con 2015, de 132.100 GWh a 133.110 GWh. Durante el 2017 disminuyó un 0,4%, de 133.110 GWh a 132.530 GWh. Durante 2018, la demanda de energía eléctrica registró un aumento del 0,4% en comparación con 2017, de 132.530 GWh a 133.010 GWh. Durante 2019, la demanda de energía eléctrica registró una disminución del 3,1% en comparación con 2018, de 133.010 GWh a 128.946 GWh. Durante 2020, la demanda de energía eléctrica registró una disminución del 1,3% en comparación con 2019, de 128.946 GWh a 127.306 GWh.

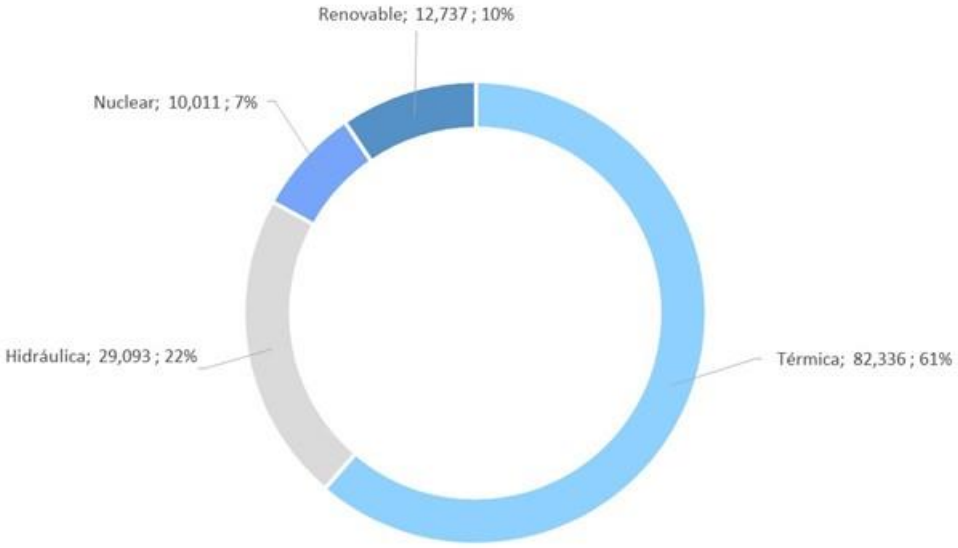
La demanda de energía eléctrica presenta una fuerte tendencia de crecimiento, con una leve caída en períodos de estancamiento económico.

PBI y demanda de energía eléctrica en Argentina



La generación de energía aumentó un 2,2% en 2020, de 131.246 GWh en 2019 a 134.177 GWh en 2020. La generación de energía disminuyó un 4,5% en 2019, de 137.481 GWh en 2018 a 131.246 GWh en 2019. En 2018, aumentó un 0,7%, de 136.466 GWh en 2017 a 137.481 GWh en 2018. En 2017, la generación de electricidad disminuyó un 0,1% en comparación con 2016, de 136.600 GWh a 136.466 GWh en 2017.

La generación de electricidad aumentó un 1,04% en 2016, de 135.200 GWh en 2015 a 136.600 en 2016. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2015, la generación de energía eléctrica aumentó un 4,15%, de 129.815 GWh en 2014 a 135.200 GWh. Para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2014, la generación de energía eléctrica aumentó en 0,26%, de 129.477 GWh en 2013 a 129.815 GWh.



Fuente: CAMMESA

Durante 2020, la generación térmica continuó siendo la fuente principal de oferta energía, al generar 82.336

GWh (cerca del 61%), seguida por el bombeo neto de generación hidroeléctrica, que alcanzó los 29.093 GWh (cerca del 22%), la generación de energía renovable, que alcanzó los 12.737 GWh (cerca del 9%), y la generación de energía nuclear, que alcanzó los 10.011 GWh (cerca del 7%).

La capacidad instalada en Argentina oficialmente informada por CAMMESA al 31 de diciembre de 2020, fue de 41.951 MW. Esta cantidad representa un aumento significativo en comparación con diciembre de 2015, cuando se reportaron 33.564 MW como capacidad nominal de generación en Argentina, destacando la fuerte mejora en la capacidad nominal luego de las incorporaciones de nuevas unidades adjudicadas por el gobierno argentino.

De acuerdo con los datos preliminares publicados por CAMMESA en su último informe mensual del 31 de diciembre de 2020, en el año 2020 se registró un aumento de la capacidad nominal adicional de 2.232 MW, y 8.935 MW desde diciembre de 2015. La disponibilidad promedio de las unidades de generación de energía en 2018 se mantuvo en el orden del 80,8% según estimaciones de CAMMESA, equivalente a 31.139 MW debido a varios factores, entre ellos la correcta provisión de combustible, dificultades en adquirir eficiencia normal, y la indisponibilidad de unidades en mantenimiento. La disponibilidad de unidades térmicas para el año móvil 2020 alcanzó 82%.

Disponibilidad y despacho

La totalidad de los ingresos de las centrales eléctricas proceden de los Pagos por Capacidad Fija basados en la capacidad de generación disponible como así también de los Pagos Variables, basados en la energía efectiva despachada. Nuestro EBITDA se ve impulsado principalmente por el factor de disponibilidad de nuestras centrales térmicas.

Desde la Fecha de Operación Comercial de nuestras Centrales hasta el 31 de diciembre de 2020, más del 90% de nuestros ingresos provienen de Pagos por Capacidad Fija por la disponibilidad de capacidad de generación, mientras que los ingresos remanentes provinieron de Pagos Variables por la entrega de energía.

Facturación y cobranzas

La Emisora tiene derecho a recibir pagos de CAMMESA en virtud de sus PPAs dentro de los 30 días posteriores a la fecha de facturación, sujeto a que previamente CAMMESA reciba pagos de otros agentes del MEM, entre ellos, empresas de distribución de energía eléctrica, grandes consumidores y el gobierno argentino.

Todos los meses, CAMMESA emite una Liquidación de Ventas en la que calcula el monto en Dólares Estadounidenses adeudado por CAMMESA en virtud de cada PPA. Estos montos se convierten y pagan en Pesos, aplicando el tipo de cambio publicado por el BCRA, conforme la Comunicación “A” 3500 al último Día Hábil del mes de Liquidación de Ventas. Con arreglo a la normativa aplicable, CAMMESA pagará a la Emisora los montos indicados en la Liquidación de Ventas dentro de los 30 días posteriores (más dos días hábiles requeridos para poder realizar las transferencias bancarias necesarias) a cada fecha de emisión de Liquidación de Ventas y redondeará el monto de su pago en pesos argentinos hacia arriba o hacia abajo sobre la base del tipo de cambio del Dólar Estadounidense de referencia vigente el Día Hábil anterior en el que dicho pago sea efectivamente realizado. Con respecto a las diferencias de cambio, se utiliza un régimen de notas de crédito y débito emitidas por CAMMESA para compensar las diferencias de cambio que puede surgir entre el tipo de cambio calculado para la factura y el tipo de cambio aplicable en la fecha de pago.

De vez en cuando, ha habido retrasos significativos en los pagos que CAMMESA debe a los agentes del MEM (principalmente durante 2012-2016). Durante dichos períodos, CAMMESA tuvo retrasos en los pagos de hasta 72 días. Desde abril de 2019, CAMMESA ha experimentado demoras en sus pagos nuevamente. Durante el 2020, ha habido retrasos en promedio de 38 días en los pagos de CAMMESA, contados a partir de la fecha de vencimiento de la factura correspondiente. No podemos asegurar que CAMMESA podrá realizar pagos a nosotros u otros generadores en el futuro de acuerdo con los términos de los PPA.

Análisis de Riesgos de Mercado

Estamos expuestos a los riesgos del mercado principalmente con respecto a las fluctuaciones de las tasas de interés y del tipo de cambio, lo que podría afectar negativamente el valor de nuestros activos y pasivos financieros o nuestros ingresos. Ver nota 7.b. a nuestros estados financieros. Al 31 de diciembre de 2020, no teníamos ningún instrumento financiero derivado.

Riesgos de tasa de interés

Al 31 de diciembre de 2020, teníamos deuda financiera a tasa variable por un monto de US$250.300 millones.

Una fluctuación de 10 puntos básicos en la tasa de interés de nuestra deuda financiera resultaría en una pérdida o ganancia de aproximadamente US$250.300 mil.

Riesgo de Moneda Extranjera

Nuestros ingresos bajo nuestros PPA con CAMMESA están denominados en Dólares Estadounidenses y los costos de construcción y el endeudamiento están todos denominados en Dólares Estadounidenses. Tenemos ciertos costos, principalmente costos de personal, que son en pesos. En atención a ello, las fluctuaciones del tipo de cambio y la inflación en Argentina podrían afectar nuestra rentabilidad.

Al 31 de diciembre de 2020, la Emisora tenía una posición monetaria neta pasiva nominada en pesos de US$6,8 millones. Una variación del 10% del valor del Peso con respecto al Dólar Estadounidense generaría un resultado de aproximadamente US$ 0,617 millones.

Riesgo en el precio de las materias primas

A diferencia de nuestros PPAs suscriptos de conformidad con la Resolución SEE 21/2016, en virtud de la cual CAMMESA suministra nuestro combustible, los PPAs celebrados en virtud de la Resolución SEE 287/2017 en relación con nuestros planes de expansión y conversión estipulan que debemos obtener combustible de terceros, en lugar de directamente de CAMMESA. CAMMESA nos reembolsará por los costos del combustible a una tasa basada en ciertos precios de referencia determinados por CAMMESA, que puede diferir del precio por el cual compramos el combustible. Una vez que la conversión de nuestras centrales de energía de ciclo simple a ciclo combinado esté completada, éste régimen de suministro de combustible aplicará a toda nuestra capacidad de generación instalada. En agosto de 2020, hemos completado la expansión y conversión de las Centrales Villa María y General Rojo de ciclo simple a ciclo combinado y en octubre de 2020 la de la Central Barker.

INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento Constitutivo y Estatutos

Evolución del capital social

MSU Energy (anteriormente denominada Rio Energy S.A.) se constituyó con un capital social de ARS 100.000 representado por cien mil acciones ordinarias nominativas, no endosables de valor nominal ARS 1 (pesos uno) cada una.

Por medio de Escritura pública número doscientos cincuenta de fecha 4 de septiembre de 2013 se resolvió fijar un capital social por la suma de ARS 250.000, representado por doscientas cincuenta mil acciones ordinarias nominativas, no endosable de valor nominal ARS 1 (pesos uno) cada una.

Mediante Acta de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de fecha 4 de noviembre de 2014 se resolvió aprobar el aumento de capital y la emisión de 875.500 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal ARS1. A dichos efectos, se reformó el artículo 4 del Estatuto para reflejar el nuevo monto de capital, el cual ascendía a ARS1.122.500.

El 1 de septiembre de 2016 se celebró una Acta de Asamblea General Extraordinaria y se resolvió aumentar el capital social de Río Energy en la suma de ARS 223.334.500, es decir de ARS 1.122.500 a ARS 224.457.000 y emitir 223.334.500 acciones derecho a un voto por acción.

El 31 de octubre de 2018 se celebró un Acta de Asamblea General Extraordinaria en la cual se resolvió aprobar la Fusión por absorción de las sociedades UGEN S.A. y UENSA S.A., como sociedades absorbidas, por parte de MSU Energy. En virtud de ello, se modificó el artículo 4 del Estatuto Social a efectos de indicar el nuevo monto del capital social, el cual ascendió a $468.159.804, representado por 468.159.804 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor $1.

Breve reseña acerca del estatuto social de la Emisora

MSU Energy se encuentra inscripta desde el 16 de septiembre de 2013 en la IGJ, bajo el número 18295, libro 65, tomo -, de Sociedades por Acciones. Tiene su domicilio legal en jurisdicción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El cambio de denominación social de Rio Energy S.A. a MSU Energy S.A. se inscribió ante la IGJ en fecha 6 de marzo de 2019 bajo el número 4405 del libro: 94, tomo: - de Sociedades por Acciones de forma conjunta con la aprobación de un nuevo texto ordenado de su Estatuto Social.

Duración

El plazo de duración de la Emisora es de noventa y nueve (99) años contados desde su inscripción en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Objeto Social

De acuerdo a lo previsto en el Artículo Tercero del Estatuto Social, MSU Energy tiene por objeto dedicarse por cuenta propia o de terceros, y/o asociada a terceros, y/o cualquier tipo de combinaciones u otra comunidad de intereses con personas humanas y/o jurídicas públicas o privadas, en establecimientos propios o ajenos, en la República Argentina o en el exterior, a las siguientes actividades: a) deposito, abastecimiento, mantenimiento, transporte, producción, conducción, suministro, compra, venta, entrega, almacenamiento, comercialización, distribución, consumo y uso sustentable de cualquier tipo de biocombustibles en general y de etanol, y toda clase de elementos, productos, subproductos y derivados, primarios, elaborados o semi-elaborados, similares o vinculados a los anteriores, b) generación y/o producción de energía eléctrica bajo cualquier modalidad – incluyendo a través fuentes renovables y/o alternativas – y su comercialización y/o compraventa en bloque y/o suministro, así como la construcción, montaje, explotación, administración, operación y/o mantenimiento de centrales de generación electica bajo cualquier modalidad y c) prestación de servicios de asesoramiento y de operación, accesorias, afines o relacionadas con la industria de energía eléctrica, y d) toda actividad relacionada con las actividades detalladas en los puntos a), b) y c) anteriores y a sus afines. La Emisora, actuando directa o indirectamente, ya sea en forma individual o asociada con terceros, tendrá también por objeto adquirir la propiedad de acciones de otras empresas generadoras, transportistas, comercializadoras y/o distribuidoras de energía eléctrica, o efectuar inversiones de cualquier tipo y/o asociarse con esas empresas. La Emisora podrá

emitir debentures de acuerdo con el artículo 325 y siguientes de la Ley General de Sociedades Nº 19.550, obligaciones negociables de conformidad con las disposiciones de la Ley Nº 23.576 y sus modificatorias y, asimismo, cualquier otro título o valor típico o atípico admitido por la legislación vigente en el país o, en su caso, en el extranjero. La Emisora podrá otorgar préstamos, así como fianzas, avales u otras garantías por obligaciones o contratos con terceros. Quedan excluidas todas las operaciones contempladas por la Ley de Entidades Financieras u otras que recurran al ahorro público. Las actividades que así lo requieran serán realizadas por profesionales con título habilitante. Para su cumplimiento, la sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer todos los actos, contratos y operaciones que se relacionen directa o indirectamente con el objeto social y que no estén prohibidos por las leyes o por este estatuto.

Asambleas

Convocatoria

Las asambleas pueden ser citadas en forma simultánea en primera y segunda convocatoria en la forma prevista por 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.

Quórum y mayorías

Rigen el quórum y las mayorías determinados por los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades, según la clase de Asamblea, convocatoria y materias de que se trate, excepto en cuanto al quórum de la Asamblea Extraordinaria en segunda convocatoria la que se considerará constituida cualquiera sea el número de acciones presentes con derecho a voto.

Cierre de Ejercicio

El ejercicio social cierra el 31 de diciembre. A esa fecha, se confeccionarán los estados financieros conforme a las disposiciones en vigencia y normas técnicas de la materia. La asamblea puede modificar la fecha de cierre del ejercicio, inscribiendo la resolución pertinente en la CNV, conforme la Ley N° 22.169, para luego proceder a su inscripción en el Registro Público de Comercio. Las ganancias realizadas y líquidas se destinarán: a) Cinco por ciento, hasta alcanzar el veinte por ciento del capital suscripto, para el fondo de reserva legal; b) A remuneración al directorio y síndicos; c) A dividendo de las acciones preferidas, con prioridad los acumulativos impagos; d) El saldo, en todo o en parte, a participación adicional de las acciones preferidas y a dividendo de las acciones ordinarias, o a fondo de reserva facultativa o de previsión o a cuenta nueva o al destino que determine la asamblea. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción.

Cabe aclarar que, con fecha 2 de diciembre de 2016, a través del Asamblea N° 11, los accionistas de MSU Energy resolvieron modificar el Artículo Décimo Quinto del Estatuto de Río Energy, a los efectos de modificar la fecha de cierre de ejercicio del 30 de junio al 31 de diciembre. En tal sentido, conforme la Ley General de Sociedades Nº 19.550 MSU Energy confeccionará el primer estado contable conforme la modificación enunciada anteriormente para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS DISPOSICIONES CONTENIDAS EN LOS ESTATUTOS SOCIALES DE LA EMISORA

b) Contratos importantes

La Emisora no tiene, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que celebra en el curso ordinario de sus negocios, distintos de los detallados en otras secciones de este Prospecto.

c) Controles de Cambio

En enero de 2002, con la sanción de la Ley de Emergencia Pública, se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto 260/2002 el Poder Ejecutivo Nacional estableció (i) un mercado único y libre de cambios por el cual deben cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras, y (ii) que las operaciones de cambio en divisas extranjeras deben ser realizadas

al tipo de cambio libremente pactado y sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que establezca el BCRA (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

Durante las administraciones de Néstor Kirchner y Cristina Fernández, el BCRA implementa estrictos controles de cambio para el ingreso y egreso de divisas. Por su parte, entre 2016 y 2017, el gobierno de Mauricio Macri eliminó la mayoría de los controles cambiarios vigentes hasta ese momento. Sin embargo, con fecha 1 de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron la evolución de la economía argentina, el Poder Ejecutivo Nacional restituyó ciertos controles cambiarios que habían sido dejados sin efecto a comienzos de 2016, mediante el Decreto de Necesidad de Urgencia N° 609/2019, complementado por la Comunicación "A" 6770 emitida por el BCRA en la misma fecha, la cual fue modificada y complementada. El 27 de diciembre de 2019 se prorrogó el plazo de vigencia de los controles cambiarios (que originalmente era hasta el 31 de diciembre de 2019) mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 91/2019, el cual no prevé una fecha de terminación. Estos controles de cambio pueden limitar significativamente la capacidad de las empresas argentinas (incluido nosotros) para acceder a financiamiento (incluyendo nuevo financiamiento, capital para refinanciar deuda u obtener o mantener cartas de crédito para satisfacer obligaciones bajo acuerdos contractuales existentes y futuros), o de otro modo cumplir obligaciones, denominadas en dólares estadounidenses. Véase "*Factores de Riesgo: Riesgos relacionados con Argentina*".

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa cambiaria del BCRA actualmente vigente:

Cobros de exportaciones de servicios

De conformidad con el punto 2.2 del Texto Ordenado 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.

Enajenación de activos no financieros no producidos

De conformidad con el punto 2.3 del Texto Ordenado 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.

Endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con el punto 2.4 del Texto Ordenado 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.

Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

De conformidad con el punto 2.5 del Texto Ordenado 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.

Excepciones a la obligación de liquidación

De conformidad con el punto 2.6 del Texto Ordenado 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 del Texto Ordenado 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.

Pagos de servicios prestados por no residentes

De conformidad con el punto 3.2 del Texto Ordenado 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".

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 del Texto Ordenado 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.

Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

De conformidad con el punto 3.3 del Texto Ordenado 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.

Pagos de utilidades y dividendos

De conformidad con el punto 3.4 del Texto Ordenado 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.

- 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.

- 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.

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.

Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con el punto 3.5 del Texto Ordenado 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:

- Los fondos desembolsados a partir del 01.09.19 se ingresaron y liquidaron en el mercado de cambios.

  Este requisito no resulta de aplicación para aquellos endeudamientos con el exterior 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.

- 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 la totalidad de las siguientes condiciones:
    - La precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado a partir de la fecha.
    - La vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela.
    - El vencimiento del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea anterior al primer vencimiento futuro previsto del servicio de capital de la deuda que se cancela.
    - El monto del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea mayor al monto del primer servicio de capital futuro previsto de la deuda que se cancela.

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 del Texto Ordenado 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 obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30.08.19.

- las nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto 3.6.2 del Texto Ordenado 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.

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 del Texto Ordenado 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.

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 del Texto Ordenado 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 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.–, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan los siguientes requisitos:

- No 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.

- La operación se curse con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales, admitiéndose el uso de efectivo en moneda local en operaciones hasta el equivalente de US$ 100 (cien dólares estadounidenses) en el mes calendario en el conjunto de las entidades.

- El cliente no haya excedido en el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente.

- El cliente no se encuentre incluido en el listado que el BCRA informa periódicamente a las entidades con el número de clave de identificación tributaria de las personas humanas que ya han alcanzado los límites previstos en el mes calendario o que los han excedido en el mes calendario anterior.

- En el caso que la operación corresponda a conceptos incluidos en la formación de activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.

- La entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los 5 días hábiles a partir de la fecha de liquidación de la operación de cambio.

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 del Texto Ordenado 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 4.4.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.

Otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica

De conformidad con el punto 3.11 del Texto Ordenado 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 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 del Texto Ordenado 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.

Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

De conformidad con el punto 3.12 del Texto Ordenado 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.

Canjes y arbitrajes con clientes

De conformidad con el punto 4.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las entidades podrán realizar estas operaciones con clientes en los siguientes casos:

- Ingresos de divisas del exterior en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado de cambios.

  Las entidades financieras deberán permitir la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera por estas operaciones.

- Transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior.

  Las entidades deberán contar con una DDJJ del cliente que no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos 5 días hábiles.

- Transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo del exterior.

- Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local.

  En la medida que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera del cliente, estas operaciones solo podrán ser realizadas, sin conformidad previa del BCRA, por personas humanas hasta el monto admitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.12 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.

- Las restantes operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes.

  Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país.

En caso de que la transferencia corresponda a la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad deberá acreditar o debitar el mismo monto recibido o enviado al exterior.

Cuando la entidad decida el cobro de una comisión y/o cargo por estas operaciones, ésta deberá instrumentarse a través de un concepto individualizado específicamente.

Derivados financieros

De conformidad con el punto 4.4 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios:

- 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.

- 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 regirán por lo dispuesto en los puntos 3.8. y 3.10 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, según corresponda.

Operaciones con títulos valores

Cuando las personas humanas adquieran títulos valores mediante liquidación en moneda extranjera, los mismos deberán permanecer en la cartera del comprador por un periodo no menor a 5 días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos o transferidos a otras entidades depositarias.

Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación exclusivamente cuando la venta sea con liquidación en moneda extranjera en la misma jurisdicción o especie que la compra.

Cobro de exportaciones de bienes

De conformidad con las secciones 7, 8 y 9 del Texto Ordenado 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 siguientes plazos a computar desde la fecha del cumplido de embarque otorgado por la Aduana:

- 15 días corridos para las exportaciones de bienes que correspondan a las posiciones arancelarias: 1001.19.00, 1001.99.00, 1003.90.10, 1003.90.80, 1005.90.10 (excepto el maíz pisingallo), 1007.90.00, 1201.90.00, 1208.10.00, 1507.10.00, 1507.90.19, 1517.90.90 (excepto aquellos que no contengan soja) y a las posiciones arancelarias: 2304.00.10 o 2304.00.90.

- 30 días corridos para las exportaciones de bienes que correspondan al capítulo 27 (excepto la posición 2716.00.00).

- 60 días corridos para las operaciones entre partes vinculadas que no correspondan a los bienes indicados en los puntos 7.1.1.1 y 7.1.1.2 y las exportaciones correspondientes a los capítulos 26 (excepto las posiciones 2601.11.00, 2603.00.90, 2607.00.00, 2608.00.10, 2613.90.90, 2616.10.00, 2616.90.00 y 2621.10.00) y 71 (excepto las posiciones 7106.91.00, 7108.12.10 y 7112.99.00).

- Se aclara que los exportadores que realizaron operaciones con partes vinculadas que correspondan a bienes comprendidos en el punto 7.1.1.4 podrán solicitar a la entidad encargada del seguimiento de la destinación que extienda el plazo hasta

  - aquel previsto en dicho punto cuando: (i) el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino; (ii) el exportador no haya registrado exportaciones por un valor total superior al equivalente a US$50 millones en el año calendario inmediato anterior a la oficialización de la destinación. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación corresponde a una operación en la que se cumplen estas condiciones, podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable a los productos de acuerdo con el punto 7.1.1. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación fue declarada erróneamente ante la Aduana como una operación con contraparte vinculada, se podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable a los productos de acuerdo con el punto 7.1.1.

  - un plazo de 120 días corridos cuando el exportador haya superado el monto indicado en el punto precedente y los bienes exportados correspondan a las posiciones que se detallan a continuación: 0202.30.00.111D, 0202.30.00.115M, 0202.30.00.117R; 0202.30.00.118U, 0202.30.00.121G, 0202.30.00.124N, 0202.30.00.126T, 0202.30.00.131K, 0202.30.00.133P, 0202.30.00.136W,

0202.30.00.137Y, 0202.30.00.141N, 0202.30.00.142Q, 0202.30.00.146Z, 0202.30.00.147B, 0202.30.00.151R, 0202.30.00.943L, 0202.30.00.991Y, 0202.30.00.992A, 0202.30.00.995G, 0203.21.00.000J, 0206.29.90.300P, 0207.14.00.100K, 1901.90.20 (en envases inmediatos de contenido neto inferior o igual a 1 Kg) y 2204.21.00.

- 180 días corridos para el resto de los bienes.

- 365 días corridos para las operaciones que se concreten en el marco del régimen "Exporta Simple", independientemente del tipo de bien exportado.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, 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.

Se consideran operaciones con vinculadas aquellas en las que participan un exportador y una contraparte que mantienen entre ellos, los tipos de relaciones descriptos el punto 1.2.2. de las normas sobre "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" del BCRA.

Los montos en moneda extranjera originados en cobros de siniestros por coberturas contratadas (en el marco de exportaciones), en la medida que los mismos cubran el valor de los bienes exportados, están alcanzados por esta obligación.

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.

Pagos de Importaciones y Otras Compras de Bienes en el Exterior

De conformidad con el punto 10 del Texto Ordenado 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.

Restricciones Adicionales al Acceso al Mercado de Cambios

Comunicación "A" 7001

De conformidad con lo dispuesto en el punto 3 de la Comunicación "A" 7001, según fuera modificado posteriormente por las Comunicaciones "A" 7030 y 7042, se estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes-, 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:

a) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Hasta el 30.07.2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 01.05.2020 inclusive; y

b) se compromete a no concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes.

Este requisito no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: 1) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, 2) 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 compra y 3) operaciones comprendidas en el punto 3.12.4. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Asimismo, la Comunicación "A" 7001 establece que aquellos clientes con financiaciones en Pesos pendientes, previstas en la Comunicación "A" 6937 (que implementa líneas especiales de créditos promocionales a micro, pequeñas y medianas empresas, a una tasa de interés anual máxima del 24% dispuestas en el marco de la emergencia sanitaria por el Covid-19) no podrán vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o

transferirlos a entidades depositarias del exterior.

Comunicación "A" 7030

Según lo dispuesto en el punto 1 de la Comunicación "A" 7030, según fuera modificada, para dar acceso al mercado de cambios por las operaciones comprendidas en los puntos 3.1. a 3.11. y 4.4.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, excepto aquellas realizadas por personas humanas que correspondan a la formación de activos externos en función del punto 3.8., la entidad deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que cuente con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que al momento de acceso al mercado de cambios:

a) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no poseía activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado por un monto superior equivalente a US$ 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, 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 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 120 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.

b) se compromete a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los 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 28.05.2020.

Este requisito no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: 1) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, 2) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y 3) los pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país.

Según lo dispuesto en el punto 2 de la Comunicación "A" 7030, tal como fuera modificado, para el acceso al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes (códigos de concepto B05, B06, B07, B10, B12, B13, B15 y B16) o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes

(código de concepto P13), se deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que se verifique alguna de las excepciones previstas en dicha normativa.

Comunicación "A" 7106/2020

Según lo dispuesto en el punto 7 de la Comunicación "A" 7106, los deudores que registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 por operaciones de: (i) endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor; (ii) endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades; y/o (iii) 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; deberán presentar ante el BCRA un detalle de un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios:

a) el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no superará el cuarenta por ciento (40%) del monto de capital que vencía, y

b) el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de dos (2) años.

Asimismo, el punto 7 de la Comunicación "A" 7106 establece que a la refinanciación otorgada por el acreedor original se admitirá el cómputo de nuevos endeudamientos financieros con el exterior otorgados por otros acreedores y que sean liquidados en el mercado de cambios por el cliente. Para el caso de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país en moneda extranjera también admitirá el cómputo de nuevas emisiones que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.4. de las normas de "Exterior y cambios".

Por último, la norma establece que el plan de refinanciación deberá ser presentado ante el BCRA antes del 30 de septiembre de 2020 para a aquellos vencimientos que se registren hasta el 31 de diciembre de 2020. Por su parte, para los vencimientos entre el 1 de enero de 2021 y 31 de marzo de 2021 los planes de refinanciación deberán presentarse treinta (30) días corridos previos al vencimiento de capital a refinanciarse.

Lo detallado anteriormente no será de aplicación de los siguientes supuestos: (i) cuando se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos, (ii) cuando se trate de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos y cuando (iii) el monto por el cual se accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no superará el equivalente a US$ 1.000.000 (un millón de Dólares Estadounidenses) por mes calendario.

Comunicación "A" 7230/2021

El BCRA emitió la Comunicación "A" 7230 de fecha 25 de febrero de 2021 mediante la cual resolvió extender lo dispuesto por el punto "7" de la Comunicación "A" 7106 para quienes registren vencimientos de capital programados entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021. Es decir, aquellos que registren vencimientos de capital programados en ese período y por las operaciones especificadas, deberán presentar ante el BCRA un detalle de un plan de refinanciación en base a los criterios establecidos. El plan de refinanciación deberá ser presentado ante el BCRA antes del 15 de marzo de 2021. En los restantes casos deberá presentarse como mínimo 30 días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse.

Por otro lado, dicha norma estableció en U$S2.000.000, o su equivalente, el monto por mes calendario por el cual el deudor accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de los endeudamientos comprendidos en el punto 7 mencionado anteriormente, a partir del 1 de abril de 2021 sin necesidad de presentar el plan requerido.

Por último, aclara que tampoco será necesaria la presentación del plan de refinanciación si se cumplen las siguientes condiciones: (i) endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios; (ii) endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 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 dicho punto; y (iii) la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en dicho punto.

Normativa de CNV relativa a operaciones de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera

Mediante diversas Resoluciones Generales (N° 841, 843, 856, 862, 871 y 878), la CNV estableció ciertas restricciones para la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera o su transferencia a entidades depositarias del exterior, a saber:

Venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera; transferencias emisoras; plazos mínimos de tenencia (RG CNV 878, art. 1°)

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 TRES (3) 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 TRES (3) 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 (ADCVN), 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 TRES (3) días hábiles desde la citada 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 (1) día hábil a computarse de igual forma". (RG CNV 878, art. 1°).

Concertación y liquidación de operaciones en moneda nacional (RG CNV 843)

La concertación y liquidación de operaciones en moneda nacional con valores negociables admitidos al listado y/o negociación en la República Argentina, por parte de las subcuentas de cartera propia de titularidad de los Agentes inscriptos y demás sujetos bajo fiscalización de la CNV, sólo podrán llevarse a cabo en Mercados autorizados y/o Cámaras Compensadoras registradas ante la CNV.

Agentes inscriptos. Cartera propia (RG CNV 871, art. 3)

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 y que asimismo revistan el carácter de inversores calificados conforme lo normado en el artículo 12 del Capítulo VI del Título II, se deberá observar:

a.- 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;

b.- 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

c.- 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. (RG CNV 871, art. 3)

Concertación de operaciones con liquidación en moneda extranjera y jurisdicción extranjera. (RG 878, art. 2°)

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 comitentes no alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 5° del presente Capítulo, y para el conjunto de esos valores negociables, se deberá observar, al cierre de cada semana del calendario, que la cantidad de valores negociables vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera no podrá ser superior a CIEN MIL (100.000) nominales respecto de la cantidad de valores negociables comprados con liquidación en dicha moneda y jurisdicción, operando dicho límite para cada subcuenta comitente como para el conjunto de subcuentas comitentes de las que fuera titular o cotitular un mismo sujeto.

Los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Negociación deberán constatar el cumplimiento del límite por subcuenta comitente. La Comisión Nacional de Valores verificará el cumplimiento de dicho límite para el conjunto de subcuentas comitentes de las que fuera titular o cotitular un mismo sujeto. (RG CNV 878, art. 2°).

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.

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 US$ 50 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.

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

Consideraciones generales

La presente resume ciertas consideraciones relativas a los impuestos aplicables en Argentina con respecto a la adquisición, titularidad y enajenación de las Obligaciones Negociables. Este resumen no ofrece una descripción integral de la totalidad de las consideraciones impositivas relevantes con relación a la decisión de adquirir las Obligaciones Negociables y se realiza a título meramente informativo. El presente tampoco describe las

consecuencias impositivas resultantes de las leyes de ningún estado, localidad o jurisdicción fiscal distinta de Argentina.

Este resumen está basado en las leyes impositivas vigentes en Argentina a la fecha del presente Prospecto, así como en las normativas, resoluciones y decisiones argentinas disponibles hasta esta fecha y vigentes en la actualidad. Dichas leyes, normativas, resoluciones y decisiones se encuentran sujetas a eventuales modificaciones, las cuales podrían aplicarse de manera retroactiva, lo que podría afectar la precisión de este resumen.

Se le aconseja consultar a sus propios asesores impositivos en relación con las consecuencias impositivas en Argentina, Estados Unidos u otros países resultantes -en particular y sin carácter taxativo- de la adquisición, titularidad y enajenación de las Obligaciones Negociables o de los derechos de cobro sobre ellas. Especialmente deberán considerar las cuestiones impositivas abordadas a continuación, así como la aplicación de leyes fiscales estaduales, locales, extranjeras u otras, que podrían aplicárseles en ciertas circunstancias particulares.

El 29 de diciembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.430 (la "Reforma Tributaria"), que -junto con las normas reglamentarias dictadas en su consecuencia- introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en Argentina. La misma fue reglamentada a través del Decreto Nº1170/2018 (BO 27/12/2018).

Asimismo, el 23 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.541, que nuevamente introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en la Argentina, retrotrayendo incluso algunas de las modificaciones previamente introducidas por la Reforma Tributaria y sus normas reglamentarias. El 28 de diciembre de 2019, el 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N°99/2019, el Decreto N°116/2020 y el Decreto N°330/2020, respectivamente, mediante los cuales el Poder Ejecutivo nacional reglamentó algunos aspectos de la Ley N°27.541. Además, la Ley N°27.541 ha sido reglamentada a través del dictado de la Resolución General (AFIP) N°4659/2020 (B.O. 07/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4664/2020 (B.O. 15/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4667/2020 (B.O. 31/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4673/2020 (B.O. 07/02/2020), la Resolución General (AFIP) N°4690/2020 (B.O. 01/04/2020), la Resolución General (AFIP) N°4691/2020 (B.O. 02/04/2020), entre otras. Es posible que se emitan reglamentaciones y aclaraciones adicionales en relación a las recientes modificaciones incorporadas por la Ley N°27.541.

Por su parte, los Decretos N°824/2019 (B.O. 06/12/2019) y N°862/2019 (B.O. 09/12/2019) establecieron nuevos textos ordenados de la Ley del Impuesto a las Ganancias y del Decreto Reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias, respectivamente, modificando múltiples referencias normativas, entre otras cuestiones.

Impuesto a las ganancias ("IG")

Intereses

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

Para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, de acuerdo con el artículo 95 de la Ley del IG (la "LIG") (t.o. 2019), los intereses obtenidos bajo las Obligaciones Negociables se encontrarían gravados por el IG a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera). Conforme el artículo 100 de la LIG (t.o. 2019), 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, 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 período 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 costos de adquisición y 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 la

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 del Título IV de la LIG con resultados generados en otras operaciones.

El Decreto N°1170/2018 ofrece la opción de afectar los intereses del período 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 N°27.541 ofrece la opción de afectar los intereses de las Obligaciones Negociables correspondientes al período 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-E/2018 establece que, para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General (AFIP) N°830/2000 en relación a los intereses que hubieran resultado gravados obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

Sin perjuicio de lo señalado, el artículo 33 de la Ley N°27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la LIG (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 publico 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 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que, a efectos de la exención de que se trata, se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley N°23.576, que por su parte exime del IG a los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables que cumplan los requisitos estipulados en el artículo 36 de la ley referida (las "Condiciones del Artículo 36").

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 Nº21.526) a los que los prestatarios deberán dar alguno de los destinos a que se refieren los puntos anteriores de éste 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 determinados por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Cabe aclarar que, adicionalmente al restablecimiento del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley N°23.576, la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la LIG (t.o. 2019) no resultará de aplicación para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (ello conforme al nuevo texto del inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019) sancionado por el artículo 33 de la Ley N°27.541). Al respecto, señalamos que el artículo 109 de la LIG (t.o. 2019) 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 IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país.

La Resolución General (AFIP) N°4394/2019 implementa un régimen de información para la renta financiera mediante el cual deberá presentarse una declaración jurada por medio de la cual las entidades financieras comprendidas en la Ley N°21.526, agentes de liquidación y compensación registrados ante la CNV y aquellas

sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deben informar a sus clientes (personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina) y al propio fisco nacional cuáles fueron los intereses o rendimientos percibidos por las distintas inversiones que realizaron durante el período fiscal 2018. Complementariamente, la Resolución General (AFIP) N°4395/2019 contiene un cuadro indicativo de la documentación que resulta necesaria para que los contribuyentes puedan determinar la ganancia neta sujeta al aludido impuesto. Para facilitar el cumplimiento del impuesto cedular que recae sobre la renta financiera, la AFIP pondrá a disposición, a través del servicio "Nuestra Parte", al que se accede con Clave Fiscal, la información con que cuente respecto de los plazos fijos constituidos y las operaciones realizadas con títulos públicos, obligaciones negociables, cuotapartes de fondos comunes de inversión, títulos de deuda de fideicomisos financieros y contratos similares, bonos y demás valores, en cada año fiscal.

Por otra parte, el artículo 32 de la Ley N°27.541 ha derogado el artículo 95 de la LIG (t.o. 2019) -ver arriba para mayores detalles- así como el artículo 96 de la misma norma, en ambos casos a partir del periodo 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, ello sin perjuicio de la exención y la opción referidas en los párrafos anteriores.

Como consecuencia del dictado de la Ley N°27.541, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones (por ejemplo, aclarar ciertas cuestiones vinculadas con la vigencia y el alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley).

b) Personas humanas y entidades residentes del exterior a los fines fiscales ("Beneficiarios del Exterior")

Los intereses de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la LIG, que refiere a personas físicas, sucesiones indivisas o personas ideales residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los "Beneficiarios del Exterior") se encuentran exentos del IG, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019) en la medida en que: (i) se cumplan las Condiciones del Articulo 36, y (ii) los Beneficiarios del Exterior de que se trate 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"*).

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la LIG (t.o. 2019) ni la del artículo 106 de la Ley N°11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG 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.

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 N°26.831.

Si la emisora de las Obligaciones Negociables 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 que hubiera correspondido a los tenedores de las Obligaciones Negociables. En tal caso, la emisora debería tributar, en concepto de IG, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la LIG, t.o. 2019 (actualmente, dicha tasa es del 35%) sobre la renta percibida por los Beneficiarios del Exterior calculada de acuerdo a la LIG (t.o. 2019). El impuesto se abonará con sus correspondientes actualizaciones e intereses con carácter de pagos únicos y definitivos. 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 IG por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplida alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Adicionalmente, y conforme lo enunciáramos más arriba, recientemente el artículo 33 de la Ley N°27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la LIG (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 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que, a efectos de la exención de que se trata, se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley N°23.576, que por su parte exime del IG a los intereses, actualizaciones y ajustes de capital 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 (t.o. 2019) ni en el artículo 106 de la Ley N°11.683 (t.o. 1998), que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de que no resultaren de aplicación las exenciones precedentemente detalladas y los Beneficiaros del Exterior de que se trate residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del Decreto Reglamentario de la LIG (t.o. 2019), 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 N°27.541 ha derogado el artículo 95 de la LIG (t.o. 2019) a partir del período fiscal 2020. En consecuencia, a partir del período 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, 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 resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados.

Conforme lo dispone la Resolución General (AFIP) N°4227/2018, en caso de no proceder las exenciones mencionadas deberá actuar como agente de retención del IG el sujeto pagador de los intereses que generen las Obligaciones Negociables.

c) Entidades Argentinas

Se encuentra gravada por el IG la renta de intereses provenientes de Obligaciones Negociables que obtengan los sujetos mencionados en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (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 y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país en cuanto no corresponda por la LIG; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley Nº22.016, 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 (t.o. 2019) y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a 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 (t.o. 2019), 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 IG, y demás sujetos comprendidos en el Título VI de la LIG (las "Entidades Argentinas")) tenedores de Obligaciones Negociables.

Si bien el inciso d) del artículo 86 de la Reforma Tributaria dispone que para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020, inclusive, los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de la LIG, t.o. 2019 (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) estarán sujetos a una

alícuota del 25%, dicha disposición ha sido suspendida por el artículo 48 de la Ley N°27.541 hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, en tanto que esta última norma ha establecido que durante el periodo de suspensión la alícuota aplicable a los sujetos indicados será del 30%.

La Reforma Tributaria establece normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. Asimismo, la Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Ganancias de capital

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

Para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018, inclusive, de acuerdo con el artículo 98 de la LIG (t.o. 2019), las ganancias resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, conversión, etcétera) de las Obligaciones Negociables por parte de personas físicas residentes en Argentina – y de sucesiones indivisas radicadas en Argentina se encuentran gravadas por el IG a la alícuota del 5% (en el caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste), o 15% (en el caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Conforme el artículo 100 de la LIG (t.o. 2019), cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan ganancias de capital producto de la enajenación de Obligaciones Negociables, 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 período 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 costos de adquisición y 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 por 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 Tributaria, 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 fuera 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 ganancias y 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, las ganancias y quebrantos específicos derivados de la disposición de títulos valores pueden compensarse exclusivamente con ganancias o pérdidas 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.

De acuerdo a 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, recientemente el artículo 33 de la Ley N°27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la LIG (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 publico 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 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, 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 LIG (t.o. 2019).

Adicionalmente, 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 (t.o. 2019) que exime a las personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del artículo 53 de la LIG) de los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición de los valores alcanzados por el artículo 98 de la LIG (t.o. 2019) que no se encuentran comprendidos en el primer párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG (por lo que el beneficio comprendería a las Obligaciones Negociables), 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 (t.o. 2019).

Se hace notar a los potenciales inversores que existen dudas respecto del inicio de la vigencia y el 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

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 IG en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019), 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 (t.o. 2019) 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. A efectos de las exenciones detalladas en los párrafos precedentes, no regirá lo dispuesto en los artículos 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) y 106 de la Ley de Procedimiento Tributario N°11.683, que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Adicionalmente, y conforme enunciáramos más arriba, recientemente el artículo 33 de la Ley N°27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019), 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 BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, 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 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,_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 (t.o. 2019) 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.

El artículo 249 del Decreto Reglamentario de la LIG (t.o. 2019) dispone que cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta, la ganancia neta presunta de los resultados derivados de la enajenación quedará alcanzada por el inciso i) del artículo 104 de la LIG (t.o. 2019) (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 (t.o. 2019) 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 (t.o. 2019), 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). Por otro lado, los Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o en caso de que 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 IG. En cambio, y conforme a lo normado en el artículo 252 del Decreto Reglamentario de la LIG (t.o. 2019), 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 enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que al efecto establezca la AFIP, o podrá hacerlo (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 IG por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables. Como se indicara más arriba, si bien el inciso d) del artículo 86 de la Reforma Tributaria dispone que para los periodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020, inclusive, los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de la LIG, t.o. 2019 (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) estarán sujetos a una alícuota del 25%, dicha disposición ha sido suspendida por el artículo 48 de la Ley N°27.541 hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, en tanto que esta última norma ha establecido que durante el periodo de suspensión la alícuota aplicable a los sujetos indicados será del 30%.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina 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.

Impuesto sobre los Bienes Personales ("IBP")

De conformidad con la Ley N°23.966, texto conforme a las modificaciones recientemente introducidas por la Ley N°27.541, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la República Argentina o en el exterior (en este último caso sólo con respecto a bienes situados en la República Argentina) se encuentran sujetas a un impuesto anual sobre los bienes personales respecto de sus tenencias de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) al 31 de diciembre de cada año.

Por medio de la Ley Nº27.541 se introdujeron ciertas modificaciones a la ley que rige el gravamen y que surtirán efecto desde el periodo fiscal 2019, en función de las cuales, respecto de las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, el IBP grava a todos los bienes situados en la Argentina y en el exterior en la medida que su valor en conjunto exceda de $ 2.000.000 (o $ 18.000.000 tratándose de inmuebles destinados a casa-habitación). Sobre el excedente de dicho monto, el IBP se determina atendiendo a la siguiente escala y alícuotas:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán $	Más el %	Sobre el excedente de $
Más de $	a $			
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	En adelante	156.250	1,25%	18.000.000

Además, se delegó en el Poder Ejecutivo Nacional -hasta el 31 de diciembre de 2020- la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. 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 tal sentido, mediante el dictado del Decreto N°99/2019 se dispone que, en relación a los activos situados en el exterior, las personas físicas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con 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 pagará 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%

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas no aplicarán en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior.

La Resolución General (AFIP) N°4673 estableció un pago a cuenta del IBP correspondiente a los períodos fiscales 2019 y 2020, que deberán ingresar las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina que posean en los períodos fiscales 2018 y 2019, respectivamente, bienes en el exterior sujetos al IBP.

Este impuesto se aplica sobre el valor de mercado, en el caso de títulos valores con cotización, o sobre el costo de adquisición, incrementado, de corresponder, en el importe de intereses actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieran devengado, en el caso de títulos valores sin cotización en bolsas o mercados, en ambos casos al 31 de diciembre de cada año.

A su vez, para el período fiscal 2019 y siguientes, respecto de las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el extranjero, el IBP sobre los bienes de su titularidad situados en Argentina debe

ser pagado por la persona residente en la Argentina que tenga el dominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de los valores, que deberá aplicar la alícuota del 0,50%.

Si bien las Obligaciones Negociables cuya titularidad directa corresponda a personas humanas residentes en el exterior y a sucesiones indivisas situadas fuera de Argentina respecto de los cuales no exista un sujeto en Argentina que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito se encontrarían, técnicamente, sujetos al pago del IBP, la Ley de IBP no establece método o procedimiento alguno para su cobro.

La Ley de IBP presume, sin admitir prueba en contrario, que las Obligaciones Negociables emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas residentes en Argentina y que son, por lo tanto, pasibles del IBP cuando la titularidad directa de las Obligaciones Negociables recaiga en sociedades, cualquier otro tipo de persona jurídica, establecimientos permanentes, empresas, patrimonios de afectación o explotaciones, que reúnan conjuntamente las siguientes condiciones: (i) se encuentren domiciliados, radicados o ubicados en el exterior en países que no apliquen regímenes de nominatividad de los títulos valores privados y (ii) que, en virtud de su naturaleza jurídica o de sus estatutos (a) se dediquen como actividad principal a efectuar inversiones fuera de su país de constitución y/o (b) no se encuentren autorizados a desarrollar ciertas actividades en su propio país o a efectuar ciertas inversiones permitidas conforme a las leyes vigentes en dicho país.

En estos casos, la Ley de IBP obliga a las personas humanas o jurídicas domiciliadas en la República Argentina que tengan el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de las Obligaciones Negociables, a abonar el IBP, según una tasa incrementada en un 100% (el "Sujeto Pasivo Sustituto"). El Decreto N°127/1996 del Poder Ejecutivo Nacional, la Ley de IBP y la Resolución General (AFIP) N°2151/2006 establecen que el Sujeto Pasivo Sustituto y, por lo tanto, la parte obligada a pagar el IBP será la entidad emisora de las Obligaciones Negociables. Asimismo, el IBP autoriza al Sujeto Pasivo Sustituto a recuperar el monto abonado, sin límite alguno, por medio de una retención o de la ejecución de los activos que dieron lugar al pago.

La presunción legal precedente no resulta aplicable cuando los titulares directos de dichos bienes sean personas jurídicas extranjeras que constituyan: (i) compañías de seguros; (ii) fondos comunes de inversión abiertos; (iii) fondos de pensión; y/o (iv) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Supervisión Bancaria de Basilea.

No obstante, la referida presunción legal no será aplicable a acciones y títulos privados representativos de deuda cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas o mercados de valores de Argentina o del exterior (tales como las Obligaciones Negociables). A los efectos de garantizar que esta presunción legal no se aplique y, por consiguiente, que el emisor privado argentino no sea responsable como Sujeto Pasivo Sustituto con respecto a las Obligaciones Negociables, el emisor debe conservar en sus registros una copia debidamente legalizada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y pruebas que verifiquen que dicho certificado o autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año durante el cual ocurrió el hecho imponible -ambos documentos debidamente certificados por la CNV- según lo establecido en la Resolución General N°2151/2006 de la AFIP. Nuestra intención es cumplir con estos requisitos.

Cabe aclarar que la Ley N°27.541 ha establecido respecto de la condición de los contribuyentes que -con efectos a partir del periodo fiscal 2019- el sujeto pasivo del IBP se regirá por el criterio de residencia en los términos de los artículos 119 y siguientes de la Ley de IG, t.o. 2019 (artículos 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 IBP debe entenderse referida a "residencia".

Las condiciones de aplicación de los criterios de residencia en relación con el IBP se encuentran reglamentadas por la Resolución General (AFIP) N°4760, publicada en el Boletín Oficial el 17/07/2020.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General (AFIP) Nº4815, publicada en el Boletín Oficial el 16/09/2020, 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

IBP o del IG, según el caso.

Impuesto al Valor Agregado ("IVA")

De acuerdo con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, las operaciones financieras y prestaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, pago de intereses y cancelaciones de Obligaciones Negociables, y sus garantías, estarán exentas del IVA, en la medida en que se cumplan las Condiciones del Artículo 36.

Sin perjuicio de ello, en virtud de la Ley del IVA, la transferencia de las Obligaciones Negociables está exenta del IVA incluso si los requisitos y Condiciones del Artículo 36 no pudieron cumplirse.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta ("IGMP")

El 22 de julio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.260 por medio de la cual se derogó el impuesto para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.

Impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias y otras operatorias ("IDC")

La Ley N°25.413, de fecha 26 de marzo de 2001 (la "Ley de Competitividad"), modificada por la Ley N°25.453, creó el IDC, un impuesto que resulta aplicable a (i) los débitos y créditos de cualquier naturaleza en cuentas corrientes abiertas en entidades financieras ubicadas en Argentina, que se rigen por la Ley N°21.526 y sus modificatorias (la "Ley de Entidades Financieras") con la excepción de aquellos específicamente exentos conforme a las normativas y disposiciones legales allí establecidas; (ii) ciertas operaciones realizadas con la intervención de entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras, 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 y su instrumentación jurídica; y a (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. Los débitos y créditos en cuenta corriente se encuentran sujetos a una tasa general del 0,6% (de acuerdo a lo establecido en el artículo 1 de la Ley de Competitividad), aunque en ciertos casos puede aplicarse una tasa reducida del 0,075% o una alícuota incrementada del 1,2%. Mediante Resolución (AFIP) N°2111/06, el fisco aclaró que los movimientos o entregas de fondos referidos 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.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas, señalamos que la Ley N°27.541, para los hechos imponibles que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en 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 los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el impuesto.

El Decreto N°409/2018, publicado en el Boletín Oficial el 07 de mayo de 2018, estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponibles comprendidos en el artículo 1 inciso a) de la Ley de Competitividad y sujetos a la tasa general del 0,6% y el 33% de los importes abonados sobre operaciones alcanzadas por la tasa del 1,2% en virtud de los incisos b) y c) del artículo 1 de la referida Ley se computarán como pago a cuenta del IG o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas por parte de los titulares de las cuentas bancarias, o sus respectivos anticipos. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito del IG 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 IG.

Existen ciertas exenciones que podrían aplicar según el tipo de contribuyente de que se trate y el uso que intente darse a la cuenta. Así, por ejemplo, los débitos y créditos en cuenta bancarias abiertas por entidades extranjeras de acuerdo con la Comunicación "A" 3250 del BCRA y utilizadas con el sólo propósito de realizar inversiones financieras en el país, se encuentran exentas del impuesto de acuerdo a lo establecido por el artículo

10, inciso s) del Decreto N° 380/2001. Asimismo, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas “micro” y “pequeñas” y en un 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.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Así, por ejemplo, de acuerdo con lo establecido por el artículo 10, inciso s) del Decreto N°380/2001, se encuentran exentos del IDC los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” N°3250 del B.C.R.A.), cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. Asimismo, el artículo 7 del Decreto N°380/2001, y sus modificatorias, establece un tratamiento especial en este tributo para entidades financieras comprendidas en la Ley de Entidades Financieras. Sin perjuicio de lo anterior, a partir del dictado de la Resolución General (AFIP) N°3900/2016, ciertas cuentas bancarias requieren ser registradas en el registro establecido por la AFIP a fin de que puedan beneficiarse de las exenciones y reducciones previstas para este impuesto. No existen exenciones que prevean la no aplicación del IDC sobre los pagos de intereses y sobre los resultados de las ventas de Obligaciones Negociables.

La Ley N°27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), dispuso la prórroga del IDC hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. Además, esa norma estableció que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto previsto en la Ley de Competitividad y sus modificaciones, que a la fecha de entrada en vigencia de dicha Ley no resulte computable como pago a cuenta del IG, se reduzca progresivamente en hasta un 20% por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en el año 2022, se compute íntegramente el IDC como pago a cuenta del IG.

Ahora bien, en el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas corrientes bancarias de bancos locales podrían estar sujetos al impuesto.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“Impuesto PAIS”)

La Ley N°27.541 (publicada en el Boletín Oficial el 23/12/2019) estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, 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.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General (AFIP) Nº4815 se estableció un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por el Impuesto PAIS. Los montos percibidos serán considerados como pagos a cuenta del IBP o del IG, según el caso.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos (“ISIB”)

El ISIB es un impuesto local que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial argentina o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La base imponible es el monto bruto devengado como resultado de las actividades comerciales desarrolladas en la jurisdicción correspondiente.

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 por el ISIB 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.

Ciertas jurisdicciones eximen los ingresos provenientes de las operaciones sobre las Obligaciones Negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables, cuando estuvieran exentos del IG. A la fecha del presente documento, los ingresos obtenidos por operaciones relacionadas con Obligaciones Negociables, los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia estarán exentos de la aplicación del ISIB en las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y de la Provincia de Buenos Aires, en caso que las Obligaciones Negociables hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N°23.576 y en la Ley N°23.962, y mientras resulte de aplicación la exención respecto del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones. 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 la mayoría 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" y/o el "Consenso"), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso en el ISIB, las jurisdicciones adheridas 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.

No obstante lo anterior, por medio de la Ley N°27.469 ("Consenso Fiscal 2018") se decidió posponer por un año calendario el cronograma mencionado en los párrafos anteriores. En adición, por medio de la Ley N°27.542 ("Consenso Fiscal 2019") se suspendió hasta el 31 de diciembre de 2020 la vigencia de de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal que implican la reducción de la incidencia del ISIB, el cual también producirá efectos una vez aprobado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes. El 04/12/2020 se suscribió un nuevo Consenso Fiscal ("Consenso Fiscal 2020"), que dispone la suspensión hasta el 31/12/2021 de ciertas disposiciones del Consenso Fiscal.

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los adquirentes de Obligaciones Negociables deberán considerar la posible incidencia del ISIB en otras jurisdicciones conforme a las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en cada caso en particular.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (ej.: Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, Santa Fe, etc.) han establecido regímenes de recaudación del ISIB, los cuales resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/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. En general, se encuentra entre 0,01% y 5%; y aquellas varían con relación a determinados grupos 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. Por lo tanto, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada jurisdicción en particular.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos 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 6 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. Cabe reiterar lo señalado más arriba en cuanto a las distintas normas que dispusieron la suspensión del Consenso Fiscal.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

Impuesto de Sellos ("IS")

El IS es un impuesto local que grava la instrumentación de actos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en las provincias argentinas y/o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina. Al ser un tributo local, debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular.

No obstante, en el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los actos, contratos y operaciones, incluyendo las entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de Obligaciones Negociables -emitidas de conformidad con el régimen establecido en la Ley de Obligaciones Negociables- se encuentran exentas de la aplicación de este impuesto. Esta exención incluye los aumentos de capital efectuados para la emisión de acciones a entregarse una vez efectuada la conversión de Obligaciones Negociables y la constitución de garantías reales o personales a favor de inversores o terceros que aseguren la emisión, ya sea con anterioridad, simultáneamente o con posterioridad a dicha emisión. Asimismo, los instrumentos, actos y operaciones relacionados con la emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisores y cualesquiera otros valores negociables para su oferta pública conforme a la Ley de Mercado de Capitales de Argentina por parte de sociedades autorizadas por la CNV a los efectos de la realización de ofertas públicas, también se encuentran exentos del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención también se aplica a las garantías relacionadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención decae si no se solicita la autorización pertinente para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV dentro de un plazo de 90 días corridos y/o si la colocación de las Obligaciones Negociables no se efectúa dentro de los 180 días corridos desde el otorgamiento de dicha autorización.

Los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y otros títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV se encuentran exentos del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención también decae en las circunstancias mencionadas en la última oración del párrafo precedente.

A su vez, en la Provincia de Buenos Aires, todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo las entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de Obligaciones Negociables -emitidas de conformidad con el régimen establecido en la Ley de Obligaciones Negociables- se encuentran exentas del IS. Esta exención incluye los aumentos de capital efectuados para la emisión de acciones a entregarse una vez efectuada la conversión de Obligaciones Negociables y la constitución de garantías reales o personales a favor de inversores o terceros que aseguren la emisión, ya sea con anterioridad, simultáneamente o con posterioridad a dicha emisión.

Asimismo, en la Provincia de Buenos Aires, los instrumentos, actos y operaciones relacionados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y cualesquiera otros títulos valores para su oferta pública conforme a la Ley de Mercado de Capitales de Argentina por parte de sociedades debidamente autorizadas por la CNV a los efectos de la realización de ofertas públicas, también se encuentran exentos del IS. Esta exención también se aplica a la constitución de garantías, sean éstas reales o personales, a favor de inversores o terceros que aseguren la emisión, ya sea con anterioridad, simultáneamente o con posterioridad a dicha emisión. No obstante, la exención decae si no se solicita la autorización pertinente para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV dentro de un plazo de 90 días corridos y/o si la colocación de las Obligaciones Negociables no se efectúa dentro de los 180 días corridos desde el otorgamiento de dicha autorización.

Asimismo, los actos relacionados con la negociación de títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV se encuentran exentos de la aplicación del IS en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también decae en las circunstancias mencionadas en la última oración del párrafo precedente.

Producto del Consenso Fiscal, la mayoría de las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima del IS 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, lo cual se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. No obstante, dicho cronograma fue prorrogado por el plazo de un año calendario conforme al Consenso Fiscal 2018. Asimismo, el Consenso Fiscal 2019 suspendió la implementación de dichas disposiciones hasta el 31 de diciembre de 2020, inclusive y el Consenso Fiscal 2020 lo suspendió hasta el 31 de diciembre de 2021. Considerando la autonomía concedida a cada jurisdicción provincial en materia impositiva, deben analizarse los efectos potenciales derivados de estas operaciones, además del tratamiento impositivo establecido por las demás provincias.

Impuesto a la transferencia gratuita de bienes ("ITGB")

La transferencia gratuita de bienes no está sujeta a ningún impuesto en la República Argentina a nivel federal.

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires promulgó la Ley N°14.044, mediante la cual impuso el ITGB. Dicha ley fue modificada por la Ley N°14.200 (publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires el 24 de diciembre del 2010), por la Ley N°14.808 (publicada en el Boletín Oficial de Provincia de Buenos Aires el 22 de enero del 2016) y reglamentada por la Resolución N°91/2010 de la Agencia de Recaudación de la Provincia de Buenos Aires (publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires el 7 de febrero del 2011). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

- El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas o jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.
- Los siguientes tipos de bienes se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires: (i) los títulos y acciones, Obligaciones Negociables, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción que se encuentren físicamente en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de su transmisión; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios 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 encuentren en la Provincia de Buenos Aires.
- Respecto del período fiscal 2021, no están alcanzadas por el ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando sus montos totales sean iguales o inferiores a $ 322.800, monto que se elevará a $1.344.000 en el caso de padres, hijos y cónyuge.
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% 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 las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Tasa de justicia

En el caso de que resulte necesario iniciar acciones legales con respecto a las Obligaciones Negociables en Argentina, se aplicará una tasa de justicia sobre el monto de la pretensión incoada ante los tribunales nacionales con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (actualmente, la tasa es del 3% y de 1,5% respecto de los juicios sucesorios).

Aporte Solidario y Extraordinario para Ayudar a Morigerar los Efectos de la Pandemia ("Impuesto a la Riqueza")

La Ley N°27.605 creó, en carácter de emergencia y por única vez, el Impuesto a la Riqueza. El Impuesto a la Riqueza constituye un impuesto patrimonial que recae sobre los bienes (tales como las Obligaciones Negociables) que componen el patrimonio de los sujetos que se indican a continuación, existentes al 18/12/2020. Dicha Ley se encuentra reglamentada por el Decreto N°42/2021 (publicado en el Boletín Oficial el 28/01/2021).

La mencionada Ley, en su artículo 2, dispone que los siguientes sujetos se encuentran alcanzados por el Impuesto a la Riqueza:

- Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país, por la totalidad de sus bienes en el país y en el exterior, valuados de acuerdo a los términos establecidos en el Título VI de la Ley del IBP. La valuación se efectuará de forma independiente al tratamiento que revistan los

mencionados sujetos frente al IBP y sin deducción de mínimo no imponible alguno.

- Las personas humanas de nacionalidad argentina con domicilio o residencia en "jurisdicciones no cooperantes" o "jurisdicciones de baja o nula tributación", en los términos de los artículos 19 y 20 de la LIG (t.o. 2019) (ver debajo las definiciones de "jurisdicciones no cooperantes" o "jurisdicciones de baja o nula tributación"), por la totalidad de sus bienes en el país y en el exterior (se los considera, a los efectos del presente impuesto, como residentes en el país).
- Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior (excepto las mencionadas en el apartado (ii) de este párrafo), por la totalidad de sus bienes en el país, valuados de acuerdo a los términos establecidos en el Título VI de la Ley del IBP. La valuación se efectuará de forma independiente al tratamiento que revistan los mencionados sujetos frente al IBP y sin deducción de mínimo no imponible alguno.

Las personas humanas y sucesiones indivisas indicadas en los apartados (i) y (ii) del párrafo anterior deberán incluir, en la base de determinación del Impuesto a la Riqueza, los aportes a *trusts*, fideicomisos o fundaciones de interés privado y demás estructuras análogas, participación en sociedades u otros entes de cualquier tipo sin personalidad fiscal y participación directa o indirecta en sociedades u otros entes de cualquier tipo, existentes al 18/12/2020.

Tal como surge del Título VI de la Ley de IBP, al que la Ley N°27.605 remite, el Impuesto a la Riqueza se aplica sobre el valor de mercado, en el caso de títulos valores con cotización, o sobre el costo de adquisición, incrementado, de corresponder, en el importe de intereses, actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieran devengado, en el caso de títulos valores sin cotización, en ambos casos al 18 de diciembre de 2020.

A los efectos de la definición del sujeto del Impuesto a la Riqueza se aplicarán las reglas sobre residencia fiscal dispuestas por los artículos 116 a 123 de la LIG (t.o. 2019), al 31/12/2019.

Las personas humanas residentes en la Argentina, las explotaciones unipersonales ubicadas en la Argentina o las sucesiones radicadas en la Argentina, que tengan el condominio, posesión, uso, goce, disposición, tenencia, custodia, administración o guarda de los bienes sujetos al aporte que pertenezcan a los sujetos comprendidos en los apartados (ii) y (iii) indicados más arriba, deberán actuar como responsables sustitutos de los mismos a los efectos del ingreso del Impuesto a la Riqueza, de conformidad con las normas que al efecto sean emitidas por el Fisco argentino.

Se establece, asimismo, que los sujetos del Impuesto a la Riqueza quedarán exentos del mismo cuando el valor de la totalidad de sus bienes no exceda de los AR$ 200.000.000 (pesos doscientos millones), inclusive. Si se supera dicha cifra, el sujeto de que se trata quedará alcanzado por la totalidad de sus bienes.

El artículo 4 de la Ley N°27.605 establece la escala de las alícuotas que deberán aplicar los sujetos del Impuesto a la Riqueza con respecto al valor total de sus bienes situados en el país, conforme se detalla a continuación:

Valor total de los bienes		Pagarán	Más el	Sobre el excedente de $
más de $	a $			
$0	$ 300.000.000 inclusive	$ 0	2,00%	$0
$ 300.000.000	$ 400.000.000 inclusive	$ 6.000.000	2,25%	$ 300.000.000
$ 400.000.000	$ 600.000.000 inclusive	$ 8.250.000	2,50%	$ 400.000.000
$ 600.000.000	$ 800.000.000 inclusive	$ 13.250.000	2,75%	$ 600.000.000
$ 800.000.000	$ 1.500.000.000 inclusive	$ 18.750.000	3,00%	$ 800.000.000
$ 1.500.000.000	$ 3.000.000.000 inclusive	$ 39.750.000	3,25%	$ 1.500.000.000
$ 3.000.000.000	en adelante	$ 88.500.000	3,50%	$ 3.000.000.000

Por su parte, el artículo 5 de la Ley N°27.605 dispone la escala de alícuotas aplicables con respecto a los bienes situados en el exterior, conforme al siguiente detalle:

Valor total de los bienes del país y del exterior		Por el total de los bienes situados en el exterior, pagarán el
más de $	a $	
$ 200.000.000	$ 300.000.000 inclusive	3,00%
$ 300.000.000	$ 400.000.000 inclusive	3,375%
$ 400.000.000	$ 600.000.000 inclusive	3,75%
$ 600.000.000	$ 800.000.000 inclusive	4,125%
$ 800.000.000	$ 1.500.000.000 inclusive	4,50%
$ 1.500.000.000	$ 3.000.000.000 inclusive	4,875%
$ 3.000.000.000	en adelante	5,25%

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas correspondientes a los bienes ubicados en el exterior no aplicarán en la medida en que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior, en cuyo caso el total del patrimonio quedará gravado de conformidad con la escala de alícuotas correspondiente a los activos ubicados en el país.

Por su parte, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N°42/2021 donde se reglamentó, entre otras cosas, algunos aspectos vinculados a la Ley 27.605, como ser el plazo para la repatriación de activos financieros, así como los requisitos y condiciones para que se verifique la repatriación a efectos de evitar la alícuota agravada por bienes en el exterior.

A su vez, el mencionado Decreto también reglamentó las pautas que se deberán considerar a los fines de la valuación de las acciones o participaciones en el capital de las sociedades regidas por la Ley 19.550, disponiendo en su art. 1 que los sujetos podrán optar por considerar:

- la diferencia entre el activo y el pasivo de la sociedad correspondiente al día 18/12/2020, conforme la información que surja de un balance especial confeccionado a esa fecha
- el patrimonio neto de la sociedad del último ejercicio comercial cerrado con anterioridad al día 18/12/2020. Sin embargo, se aclara que esta última alternativa no resulta de aplicación para los supuestos en que: (i) la valuación de las acciones o participaciones valuadas de acuerdo con esta alternativa no arrojase aporte a ingresar; o (ii) el accionista, socio o partícipe que hubiera modificado el porcentaje de su participación entre la fecha de cierre del último ejercicio comercial cerrado con anterioridad al 18/12/2020 y esta última fecha.

Por último, la AFIP dictó la Resolución General (AFIP) N°4930 (publicada en el Boletín Oficial el 5/2/2021), en virtud de la cual el tributo ya se encuentra listo para ser ingresado por autodeterminación mediante presentación de una declaración jurada y posterior pago a partir de fines de marzo de 2021. En efecto, el artículo 4 de la mencionada Resolución General dispone que tanto los sujetos alcanzados, como los responsables sustitutos (los que previamente deberán darse de alta como “Responsable Sustituto Aporte Solidario”, conforme lo dispuesto en el art. 6), deben presentar la declaración jurada y pagar del saldo resultante, hasta el día 30 de marzo de 2021, inclusive. A su vez, el artículo 8 de la Resolución General aclaró que no se permite el mecanismo de compensación previsto en el artículo 1 de la Resolución General (AFIP) Nº1658.

La oferta pública y su exención impositiva

En virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, los títulos valores deben ser colocados a través de ofertas públicas para poder recibir el tratamiento impositivo preferente contemplado en dicha ley. Por consiguiente, la CNV estableció las pautas mínimas que rigen la colocación primaria de valores negociables conforme a las

Normas de la CNV.

Las pautas mínimas principales para la colocación primaria de valores negociables son las siguientes:

- Publicación del prospecto en su versión definitiva y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV para el tipo de valor negociable que se trate por un plazo mínimo de tres días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio de la subasta o licitación pública o de la suscripción o adjudicación en el caso de formación de libro, con la documentación requerida por el Artículo 8, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, la que deberá efectuarse por medio de la AIF, por medio del sitio web de los mercados y del sitio web del emisor.

- Acceso por parte del/de los agente/s colocador/es designados por el emisor, los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados, al sistema para ingresar ofertas o manifestaciones de interés.

- Realización de una subasta o licitación pública, a elección del emisor, sea ciega –de "ofertas selladas"– en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta o licitación; o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación. Vencido el plazo límite de recepción de ofertas o manifestaciones de interés, no deberá poderse modificar las mismas una vez ingresadas, ni deberá poder ingresarse nuevas.

- En el caso de subasta o licitación pública, excepto que los valores negociables a colocar estén destinados a inversores calificados, se deberá implementar un tramo no competitivo, cuya adjudicación no podrá superar el 50% del total que resulte adjudicado.

- Los inversores que hubieren efectuado manifestaciones de interés en la formación de libro deberán ratificarlas el día de la suscripción, que podrá ser por un día hábil y que tendrá lugar con posterioridad a la última publicación que complemente la información financiera del prospecto o suplemento de prospecto.

- Los emisores deben preparar los prospectos informativos describiendo en detalle las iniciativas de colocación que se emplearán y presentar pruebas de cumplimiento, si así lo solicitaran las autoridades relevantes. Los títulos valores no se considerarán exentos de impuestos meramente por haber obtenido la autorización de oferta pública de la CNV.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Uruguay y Emiratos Árabes Unidos. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Qatar, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto por estar aún pendiente el cumplimiento de los requisitos previstos en las respectivas legislaciones internas. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos.

Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De conformidad con la Ley de Procedimiento Tributario (Ley N°11.683 y sus modificaciones), las entidades locales que reciben fondos de cualquier naturaleza (es decir, préstamos, aportes de capital, etc.) de sujetos extranjeros ubicados en países de baja o nula tributación o no cooperantes son pasibles del IG y del IVA con una base imponible del 110% de los montos recibidos de dichos sujetos (con algunas excepciones limitadas). Ello se basa en la presunción de que dichos montos constituyen aumentos patrimoniales no justificados para el receptor local (cfr. artículo 18.2. de la Ley N°11.683).

No obstante, esta presunción, la norma legal prevé que la AFIP podrá considerar como justificados (y, por lo tanto, no sujetos a esta presunción) a aquellos ingresos de fondos respecto de los cuales se pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que los fondos provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

(i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.

(ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina, pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

Por consiguiente, las Obligaciones Negociables no podrán (i) ser adquiridas originalmente por una persona domiciliada o constituida en una jurisdicción de baja o nula tributación o no cooperante, ni (ii) ser adquiridos originariamente por una persona a través de una cuenta bancaria abierta en una jurisdicción de baja o nula tributación o no cooperante.

Conforme el artículo 82 de la Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’”, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los artículos 19 y 20 de la LIG, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG (t.o. 2019) define a las “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 que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, el artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG (t.o. 2019), ello en los términos del Decreto N°862/2019 (B.O. 09/12/2019). Dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la LIG las define en su artículo 20 (t.o. 2019) como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, Estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 73 de esa ley. El artículo 25 del Decreto Reglamentario de la LIG (t.o. 2019) precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

La presentación precedente no pretende constituir un análisis completo de la totalidad de las consecuencias impositivas relacionadas con la titularidad o disposición de las Obligaciones Negociables. Los compradores potenciales deberían consultar a sus propios asesores impositivos en relación con las consecuencias impositivas de sus situaciones particulares.

Declaración por parte de expertos

No se ha incluido en el presente Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

Documentos a disposición

Podrán solicitarse copias del Prospecto y los estados financieros consolidados de la Emisora referidos en el presente Prospecto, en la sede social de la Emisora sita en Cerrito 1294, Piso 2, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en el Boletín Diario de la BCBA (www.bolsar.com), la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) en el ítem

“Empresas / MSU Energy S.A./ Emisiones/ Obligaciones Negociables / Prospectos” de la AIF, en el Sitio Web de la Emisora, en el boletín electrónico del MAE.

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 de Prospecto 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. Para una descripción más completa de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, véase la sección "De la Oferta, el Listado y la Negociación" del presente Prospecto.

Emisora:	MSU Energy (anteriormente denominada Río Energy S.A.), una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina.
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 según se establezca en el Suplemento de Prospecto correspondiente.
Monto Máximo:	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder los US$ 100.000.000 (Dólares Estadounidenses cien millones) o su equivalente en otras monedas.
Monedas	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en pesos o en cualquier otra moneda, según se especifique en los Suplementos de Prospecto 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 emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos de Prospecto 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 de Prospecto correspondientes.
Denominaciones	Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos de Prospecto 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 de Prospecto correspondientes. En caso de devengar intereses, éstos serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto 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 de Prospecto correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.
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 de Prospecto correspondientes
Montos Adicionales:	Todos los pagos realizados por la Emisora con respecto a las Obligaciones Negociables, ya sea que correspondan a capital o a intereses, se efectuarán sin mediar retenciones o deducciones por impuestos o tasas aplicables o a cuenta de ellas, salvo que lo exija la ley, en cuyo caso, con sujeción a las excepciones establecidas, la Emisora abonará los montos adicionales exigidos de manera tal que el monto neto recibido por los tenedores de las Obligaciones Negociables con respecto al capital, los intereses u otros conceptos asociados a las Obligaciones Negociables, con posterioridad a cualquier retención o deducción, no resulte inferior al monto que se hubiera percibido de no haber mediado dichas retenciones o deducciones. Ver la sección "*De la Oferta, el Listado y la Negociación—Montos Adicionales*".
Listado y Negociación:	La Emisora solicitará el listado de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en el BYMA y/o su negociación en el MAE o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Adicionalmente, la Emisora podrá solicitar que las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream.
Colocación	Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública de conformidad con las Normas de la CNV y el mecanismo que prevea el Suplemento de Prospecto respectivo.

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 de Prospecto correspondientes.
Organizadores	Los organizadores de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes.
Forma de las Obligaciones Negociables	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 de Prospecto correspondientes.
Destino de los Fondos:	En los Suplementos de Prospecto correspondientes se especificará el destino que la Emisora dará a los fondos netos que reciba 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) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (iii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, y/o (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, y/o a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados.
Impuestos:	Para un resumen de ciertas consecuencias impositivas de invertir en las Obligaciones Negociables en la Argentina, véase la Sección "*Tratamiento Impositivo*" del presente Prospecto.
Calificación de Riesgo	El Programa no cuenta con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá 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 de Prospecto correspondientes. En caso que la Emisora opte 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 de Prospecto correspondientes.
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 la Emisora 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 la Emisora. 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, la Emisora 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.
Rescate Opcional:	En caso que así se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, respetando siempre el trato igualitario entre los inversores, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos de Prospecto.
Rescate por Razones Impositivas:	La Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, a un precio igual al 100% del monto de capital pendiente de pago, junto con Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados, pero excluyendo la fecha de rescate, cuando ocurran ciertos cambios en la ley tributaria. Para mayor información, véase la Sección "*De la Oferta, el Listado y la Negociación -– Rescate Opcional*" del presente Prospecto. En todos los casos, se respetará el trato igualitario entre los inversores.
Ciertos Compromisos:	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora se obliga a cumplir los compromisos que se detallan en "*De la Oferta, el Listado y la Negociación –Ciertos Compromisos*" del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.
Eventos de Incumplimiento	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, en caso de ocurrir y mantenerse vigente uno o varios de los eventos detallados "*De la Oferta, el Listado y la Negociación – Eventos de Incumplimiento*" del presente Prospecto, 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 de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, 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 la Emisora 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 la Emisora oportunamente vigentes.
Nuevas Obligaciones Negociables	La Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá 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. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión. El Suplemento de Prospecto respectivo podrá establecer para una determinada clase de Obligaciones Negociables, que la Emisora no podrá emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que dichas Obligaciones Negociables.
Jurisdicción	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y/o los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de conformidad con los Artículos 32 inciso f) y 46 de la Ley de Mercado de Capitales y de acuerdo con la reglamentación vigente para el arbitraje de derecho. No obstante lo anterior, 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 será ante el tribunal judicial competente. Respecto de los laudos arbitrales, los inversores podrán interponer los recursos admisibles respecto de las sentencias judiciales de conformidad con lo previsto en los artículos 758 y concordante del Código Procesal y Civil de la Nación.
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 de Prospecto 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 la Emisora, 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 19.550, tal como

	fuera enmendada ("Ley General de Sociedades") y todas las demás normas vigentes argentinas.
Factores de Riesgo:	El destinatario debe considerar cuidadosamente toda la información contenida en el presente Prospecto. Para mayor información, véase la Sección "*Factores de Riesgo*" del presente Prospecto para una descripción de ciertos riesgos importantes que se derivan de la inversión en las Obligaciones Negociables.

DE LA OFERTA, EL LISTADO Y LA NEGOCIACIÓN

A continuación, se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos de Prospecto correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán dichos términos y condiciones generales con respecto a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión.

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, según se establezca en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de US$ 100.000.000 (Dólares Estadounidenses cien millones), o su equivalente en otras monedas. 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 peso, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el peso.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en pesos o en cualquier otra moneda, según se especifique en los Suplementos de Prospecto 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 emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos de Prospecto 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 de Prospecto correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos de Prospecto 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 de Prospecto correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto 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 de Prospecto 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 de Prospecto 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 punitorios 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 de Prospecto correspondientes, los intereses punitorios 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 de Prospecto correspondientes, los intereses punitorios 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 de Prospecto correspondientes, los importes que devenguen intereses conforme con este párrafo no devengarán intereses conforme con el párrafo anterior.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, todos los pagos realizados por la Emisora con respecto a las Obligaciones Negociables, ya sea que correspondan a capital o a intereses, se efectuarán sin mediar retenciones o deducciones por impuestos o tasas aplicables o a cuenta de ellas, salvo que lo exija la ley, en cuyo caso, con sujeción a las excepciones establecidas, la Emisora abonará los montos adicionales exigidos de manera tal que el monto neto recibido por los tenedores de las Obligaciones Negociables con respecto al capital, los intereses u otros conceptos asociados a las Obligaciones Negociables, con posterioridad a cualquier retención o deducción, no resulte inferior al monto que se hubiera percibido de no haber mediado dichas retenciones o deducciones. (los "Montos Adicionales").

Sin embargo, y a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora no abonará 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 la Emisora 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, origen de los fondos 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 la Emisora 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 (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 Ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo; las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1 de la Ley Nº 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 no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1 de la Ley 24.083, las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a 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 Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), 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 Ley de Impuesto a las Ganancias (en adelante los "Sujetos-excluidos"). La Emisora en ningún caso pagará los montos adicionales referidos más arriba a los tenedores que sean Sujetos-excluidos.

Listado y negociación

Se podrá solicitar el listado de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en BYMA y/o su negociación en el MAE o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Adicionalmente, la Emisora podrá solicitar que las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream. No se puede garantizar que estas solicitudes serán aceptadas.

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 seleccione la Emisora y se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes. La Emisora sólo seleccionará a agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) que se encuentren debidamente autorizados por la CNV para operar en tal función.

Forma de las Obligaciones Negociables

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 de Prospecto correspondientes.

Calificación de Riesgo

El Programa no cuenta con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá 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 de Prospecto correspondientes. En caso que la Emisora opte 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 de Prospecto correspondientes.

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 la Emisora 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 la Emisora.

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, la Emisora 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.

Rescate Opcional

En caso que así se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, respetando siempre el trato igualitario entre los inversores, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos de Prospecto.

Rescate por Razones Impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora podrá, 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 la Emisora vaya 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, la Emisora se encuentre, o vaya a encontrarse, obligada 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 la Emisora mediante la adopción por parte de la misma de medidas razonables a su disposición. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto 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.

Ciertos Compromisos

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto 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), la Emisora se obliga a cumplir los siguientes compromisos en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación:

Compromisos de Hacer

- **Estados Contables, Libros, Cuentas y Registros**

La Emisora preparará 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, la Emisora llevará 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**

La Emisora deberá: (i) mantener vigente su personería jurídica; (ii) tomar todas las medidas necesarias para mantener todos los derechos, privilegios, títulos de propiedad (excepto en casos de reorganización societaria), 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 la Emisora no hubiera designado un agente de pago y un agente de registro en la Ciudad de Buenos Aires, la Emisora 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, la Emisora mantendrá 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**

La Emisora notificará inmediatamente a los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, a través de un aviso 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 la Emisora se proponga adoptar en relación con el mismo.

- **Listado y Negociación**

En caso que en los Suplementos de Prospecto 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, la Emisora realizará 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. Adicionalmente, la Emisora podrá solicitar que las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream.

- **Cumplimiento de Normas y Otros Acuerdos**

La Emisora cumplirá 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 la Emisora.

- **Transacciones con Partes Relacionadas**

La Emisora realizará y celebrará 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 la Emisora

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora podrá, 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 la Emisora y/o dicha parte relacionada de la Emisora, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridas por la Emisora (y/o por cualquier parte relacionada de la Emisora), mientras no sean transferidos a un tercero (que no sea una parte relacionada de la Emisora), no serán considerados 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 la Emisora ni a dicha parte relacionada de la Emisora 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 de Prospecto correspondientes.

Eventos de Incumplimiento

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto 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 la Emisora 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 (5) días;

(ii) incumplimiento por parte de la Emisora 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 treinta (30) días;

(iii) incumplimiento por parte de la Emisora de las obligaciones asumidas en el marco de "Compromisos" del presente (y/o de las obligaciones asumidas en el marco de otros "compromisos" que se establezcan en los Suplementos de Prospecto correspondientes), y dicho incumplimiento subsista durante un período de treinta (30) días;

(iv) incumplimiento por parte de la Emisora 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 treinta (30) días contados a partir de la fecha en la cual la Emisora haya 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 la Emisora (distinto de las Obligaciones Negociables), se torna exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento de un modo que no sea a opción de la Emisora, y/o (b) cualquier Endeudamiento (conforme se define más adelante) de la Emisora (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 la Emisora 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 US$ 30.000.000 (Dólares Estadounidenses treinta millones) o su equivalente en otras monedas, y dicho evento subsista durante un período de treinta (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 la Emisora 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 la Emisora 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 US$ 30.000.000 (Dólares Estadounidenses treinta millones) (o su equivalente en dólares si estuviese denominada en otra moneda) decididas por uno o más tribunales judiciales, tribunales administrativos o cualquier otro órgano con competencia jurisdiccional respecto de la Emisora 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 la Emisora 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 US$ 30.000.000 (Dólares Estadounidenses treinta millones) o su equivalente en otras monedas y hayan transcurrido 30 días desde la fecha de pago dispuesta por la respectiva sentencia;

(viii) la Emisora (a) es declarada en concurso preventivo o en quiebra por una sentencia firme dictada por un tribunal competente, y/o la Emisora es declarada en cesación de pagos, y/o interrumpe y/o suspende el pago de la totalidad o de una parte sustancial de sus deudas; (b) pide su propio concurso preventivo o quiebra conforme con las normas vigentes; (c) propone y/o celebra 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 declara una moratoria con respecto a dichas deudas; (d) reconoce una cesación de pagos que afecte a la totalidad o una parte sustancial de sus deudas; y/o (e) consiente la designación de un administrador y/o interventor de la Emisora, respecto de la totalidad o de una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Emisora;

(ix) la Emisora interrumpe 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 la Emisora y/o de su capital accionario; (ii) toma una medida efectiva para la disolución y/o liquidación de la Emisora, salvo con el objeto de llevar a cabo una fusión; y/o (iii) toma cualquier acción (1) por la cual asuma la custodia y/o el control de la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Emisora y/o de las actividades u operaciones de la Emisora y/o del capital accionario de la Emisora, y/o (2) que impida a la Emisora 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 sesenta (60) días y/o tenga un efecto significativo adverso sobre los negocios de la Emisora y/o la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables;

(xi) sea ilícito el cumplimiento por parte de la Emisora 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 la Emisora dispongan la disolución y/o liquidación de la Emisora, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión.

A los efectos del presente, “Endeudamiento” significa, sin duplicación, respecto de cualquier persona humana, 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 la Emisora 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 (conforme se define más adelante) 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 el directorio de dicha Persona;

(vi) todo Endeudamiento de terceros garantizado por cualquier Garantía (conforme se define más adelante) 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 emitidas en el curso ordinario de los negocios de la Emisora 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 de Precio 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 la Emisora, 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 la Emisora, 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 la Emisora, y/o hayan sido adquiridas por cualquier parte relacionada de la Emisora, mientras se mantengan en cartera por parte de la Emisora 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 la Emisora 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 además de, 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 de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, 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 la Emisora 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 la Emisora oportunamente vigentes.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto 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, la Emisora, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirá 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 la Emisora, 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, la Emisora suspenderá 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, la Emisora notificará a CNV y a BYMA sobre el hecho.

Una vez pasados los sesenta días y no existiendo oposición alguna, la Emisora emitirá 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, la Emisora lo canjeará 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 de Prospecto correspondientes, los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos conforme con esta cláusula serán obligaciones válidas de la Emisora 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 de Prospecto correspondientes, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora 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 de Prospecto correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados por la Emisora 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 de Prospecto correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora 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 de Prospecto 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 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 la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los Suplementos de Prospecto 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 de Prospecto correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto 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.

Las obligaciones de pago se considerarán cumplidas y liberadas en la medida en que la Emisora ponga a disposición de los inversores, o del agente de pago de existir éste, o de la Caja de Valores S.A. en cuanto a las Obligaciones Negociables allí depositadas, los fondos correspondientes.

Nuevas Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá 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. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión. El Suplemento de Prospecto respectivo podrá establecer para una determinada clase de Obligaciones Negociables, que la Emisora no podrá emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que dichas Obligaciones Negociables.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("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 Nº 18.629 de la CNV. No obstante lo anterior, 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 será ante el tribunal judicial competente. Respecto de los laudos arbitrales, los inversores podrán interponer los recursos admisibles respecto de las sentencias judiciales de conformidad con lo previsto en los artículos 758 y concordante del Código Procesal y Civil de la Nación.

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 de Prospecto 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 la Emisora, 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.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

La Emisora puede, 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 del directorio de la Emisora, 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 de Prospecto correspondientes, las asambleas de tenedores de una clase y/o serie de Obligaciones Negociables serán convocadas por el directorio o, en su defecto, la comisión fiscalizadora de la Emisora cuando lo juzgue necesario y/o le 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 la Emisora 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 la Emisora reciba 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 la Emisora.

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 la Emisora no podrán ser designados como apoderados. Los tenedores que tengan la intención de asistir a las asambleas deberán notificar tal intención a la Emisora 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 la Emisora. 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 de Prospecto 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 necesario, 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 de Prospecto 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, la Emisora, puede establecer en los correspondientes Suplementos de Prospecto 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 la Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora, 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 de Prospecto 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.

Mientras dure el aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto por el Estado Nacional 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.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto 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 la Emisora. Sin perjuicio de ello, la Emisora efectuará 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 de Prospecto correspondiente.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos de Prospecto 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, la Emisora podrá 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, la Emisora deberá 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.

Prescripción

Los reclamos contra la Emisora 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 (5) años contados a partir de la fecha de aprobación del Programa por parte de la CNV.

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 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 de Prospecto 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, (ix) 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 defina la Emisora en cada oportunidad.

EMISORA

MSU Energy S.A.
Cerrito 1294, Piso 2°
(C1010AAZ) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES INDEPENDIENTES

KPMG Sociedad Civil
Bouchard 710, Piso 1°
(C1106ABL) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Tavarone, Rovelli, Salim & Miani
Tte. Gral. Juan D. Perón 537, Piso 5°
(C1038AAK) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina