PROSPECTO

YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.
(constituida conforme a las leyes de la República Argentina)
Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones)
por un monto máximo de hasta US$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas) en circulación en cualquier momento

El presente prospecto (el "Prospecto") corresponde al Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones) (el "Programa") creado por YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF Energía Eléctrica", "YPF LUZ", la "Sociedad", la "Emisora" o la Compañía") para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), de conformidad con la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificaciones (la "Ley de Obligaciones Negociables"). La Emisora podrá periódicamente emitir obligaciones negociables en una o más clases y/o series en el marco del Programa. El monto de capital máximo en circulación en cualquier momento de todas las obligaciones negociables emitidas en el marco del Programa será de hasta US$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas).

Describiremos los términos y condiciones específicos de cada clase o serie de obligaciones negociables en un suplemento de precio (el "Suplemento de Precio"). Las obligaciones negociables emitidas en el marco del Programa podrán, según lo que se establezca en el correspondiente Suplemento de Precio, estar denominadas en dólares estadounidenses u otras monedas; tener vencimientos no inferiores a 7 días hábiles a partir de la fecha de emisión; devengar intereses a tasa fija o variable o por referencia a un índice o fórmula o estar emitidas sin devengar intereses; y contemplar un rescate a opción nuestra o a opción del tenedor.

Podremos rescatar la totalidad, pero no sólo una parte, de una clase o serie de obligaciones negociables, a nuestra opción, si ocurrieran ciertos supuestos fiscales en Argentina, a un precio igual al 100% del capital más intereses devengados e impagos. Salvo que se especifique de otro modo en el Suplemento de Precio aplicable a una clase o serie de obligaciones negociables, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales, no subordinadas, no convertibles en acciones, con garantía común sobre nuestro patrimonio, y en todo momento con igual prioridad de pago que todo nuestro otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho). Asimismo, si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio de cualquier clase o serie, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas o subordinadas.

Oferta pública autorizada por Resolución del Directorio de la CNV Nº RESFC-2019-20192-APN-DIR#CNV, de fecha 17 de abril de 2019. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La Comisión Nacional de Valores (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 incorporados por referencia al presente Prospecto y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley Nº 26.831 y sus modificaciones (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 sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Se podría solicitar la admisión de las obligaciones negociables de una clase y/o serie al régimen de listado de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para la negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (el "MAE") o en cualquier otro mercado y/o bolsa de valores, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. No podremos garantizar, no obstante, que estas solicitudes sean aceptadas. El Suplemento de Precio aplicable a una clase o serie de obligaciones negociables especificará si las obligaciones negociables de esa clase o serie serán listadas en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en el MAE, o en cualquier otro mercado y/o bolsa de valores.

La inversión en las obligaciones negociables implica riesgos significativos. Véase el capítulo "Factores de Riesgo" del presente Prospecto. El respectivo Suplemento de Precio de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar la inversión.

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa no han sido ni serán registradas según la Ley de Títulos Valores de 1933 de Estados Unidos y sus modificatorias (la "Ley de Títulos Valores Estadounidense"), ni ninguna ley de títulos valores estadual. Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas únicamente en operaciones exentas del registro exigido por la Ley de Títulos Valores Estadounidense y las leyes de títulos valores de otras jurisdicciones. En consecuencia, solamente ofreceremos y venderemos obligaciones negociables registradas en tales términos o en operaciones exentas del registro a "compradores institucionales calificados" (según se define en la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o en cumplimiento de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Para una mayor descripción de ciertas restricciones sobre la venta y transferencia de las obligaciones negociables, véase "De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia", del presente Prospecto.

La Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que poseen como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre el mismo, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Podremos ofrecer las obligaciones negociables emitidas en el marco del Programa directamente o a través de uno o más colocadores que oportunamente elijamos, quienes podrán comprar nuestras obligaciones negociables, en nombre propio, para su venta a inversores y a otros compradores a diversos precios relacionados con los precios prevalecientes en el mercado, según determine dicho colocador en el momento de la venta o, de acordarlo, a un precio de oferta fijo. Asimismo, podremos acordar con uno o varios colocadores que podrán emplear sus esfuerzos razonables para colocar nuestras obligaciones negociables en nuestra representación según fuera especificado en el respectivo Suplemento de Precio. Tales colocadores estarán indicados en el Suplemento de Precio que se utilice. Nos reservamos el derecho de revocar, cancelar o modificar cualquier oferta de obligaciones negociables contemplada en este Prospecto o en cualquier Suplemento de Precio sin más trámite. Véase "*De la Oferta y la Negociación — Plan de Distribución*". Este Prospecto solamente podrá ser utilizado a los fines para los que se publica.

La fecha de este Prospecto es 30 de marzo de 2021

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

Índice

Página

INTRODUCCIÓN 5
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN 10
RESUMEN 20
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA 28
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA 33
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA 39
FACTORES DE RIESGO 62
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA 89
LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE ARGENTINA 123
DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS 163
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 166
INFORMACIÓN CONTABLE 174
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN 175
INFORMACIÓN DEL MERCADO 211
DIVIDENDOS 2134
INFORMACIÓN ADICIONAL 2145

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

YPF Energía Eléctrica S.A. (CUIT N° 30-71412830-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina ("Argentina"). En el presente Prospecto, las referencias a "YPF LUZ", "la Compañía", "la Sociedad", "la Emisora", "nosotros" y "nuestro" equivalen a YPF Energía Eléctrica S.A. y a sus sociedades controladas, y si el contexto lo requiere, a sus sociedades antecesoras. "YPF Energía Eléctrica S.A." se refiere únicamente a YPF Energía Eléctrica S.A. Llevamos nuestros libros y publicamos nuestros estados financieros en pesos argentinos. En el presente Prospecto, las referencias a "pesos", "Ps." o "$" lo son a pesos argentinos, y las referencias a "dólares", "dólares estadounidenses" o "US$" lo son a dólares de los Estados Unidos.

Los inversores deben basarse únicamente en la información contenida en este Prospecto, el respectivo Suplemento de Precio u otros suplementos. Ni nosotros ni los colocadores, de existir, hemos autorizado a persona alguna a suministrar información diferente a la información contenida en este Prospecto y cualquier Suplemento de Precio u otros suplementos y ni nosotros ni los colocadores, de existir, incurriremos en responsabilidad alguna por cualquier información que difiera de la misma. La información contenida en este Prospecto es nuestra única responsabilidad y se basa en información provista por nosotros y otras fuentes que creemos que son confiables, y es exacta únicamente a la fecha del presente Prospecto, sin considerar el momento de su distribución ni de la venta de las obligaciones negociables.

Al adoptar la decisión de invertir en las obligaciones negociables, los inversores deben basarse en su propio examen acerca de nuestra Compañía y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos que implica realizar la operación. No deben interpretar el contenido de este Prospecto como un asesoramiento legal, comercial o impositivo. Deben consultar con sus propios asesores legales, apoderados, asesores comerciales o impositivos.

La distribución de este Prospecto o de cualquiera de sus partes, incluido cualquier Suplemento de Precio, y la oferta, venta y entrega de las obligaciones negociables pueden estar limitadas por ley en ciertas jurisdicciones. Junto a los colocadores requerimos que las personas en cuyo poder se encuentre el presente Prospecto tomen conocimiento y cumplan con tales restricciones. Este Prospecto no constituye una oferta de venta ni una invitación a presentar ofertas para comprar obligaciones negociables en ninguna jurisdicción a persona alguna a quien fuera ilícito realizar la oferta o invitación, ni constituye una invitación ni una recomendación a suscribir o comprar obligaciones negociables por parte de la Compañía ni de los colocadores. Para una mayor descripción de las restricciones sobre las ofertas, ventas y entregas de las obligaciones negociables y la distribución de este Prospecto y los documentos de la oferta relacionados con las obligaciones negociables, véase "De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia" y "De la Oferta y la Negociación — Plan de Distribución" del presente Prospecto.

Las obligaciones negociables no llevan la recomendación de Comisión de Títulos Valores ni ente regulador federal alguno o de los Estados de Estados Unidos. Asimismo, las mencionadas autoridades no han confirmado la exactitud ni determinado la suficiencia de este documento. Cualquier declaración en contrario constituye un delito penal.

De conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 24.587, vigente a partir del 22 de noviembre de 1995 y el Decreto Nº 259/1996, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente, sólo emitiremos obligaciones negociables nominativas no endosables.

Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa revestirán el carácter de "obligaciones negociables simples no convertibles en acciones" según la Ley de Obligaciones Negociables y tendrán derecho a los beneficios establecidos en dicha ley y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. Las obligaciones negociables colocadas a través de una oferta pública en Argentina se ajustarán a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y a la Resolución General de la CNV N°622/2013 (N.T. 2013), y sus modificatorias y complementarias (las "Normas de la CNV").

La creación de este Programa fue autorizada por resolución de nuestros accionistas adoptada en la asamblea ordinaria celebrada el 16 de marzo de 2018, mientras que por resolución del Directorio aprobada en la misma fecha se aprobaron ciertos términos y condiciones del Programa, subdelegando en ciertos miembros del directorio la facultad para determinar los términos y condiciones definitivos del Programa y solicitar a la CNV la autorización para el ingreso al régimen de oferta pública por obligaciones negociables y para la creación del Programa. El 3 de marzo de 2021, el Directorio de la Sociedad resolvió aprobar la actualización del Prospecto del Programa.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

INTRODUCCIÓN

El presente Prospecto contiene los términos y condiciones de nuestro Programa, los factores de riesgo relacionados con una inversión en las obligaciones negociables, información sobre nuestro negocio, bienes, resultados de las operaciones y situación patrimonial y financiera, un análisis de la dirección sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, nuestros estados financieros y demás información contable y de otra naturaleza relacionada con nosotros. Oportunamente actualizaremos, modificaremos o complementaremos este prospecto, actualizaciones, modificaciones o suplementos que podrán ser incluidos en un Suplemento de Precio o en otros suplementos del presente. Si hubiera diferencias entre la información aquí contenida y la contenida en un suplemento, deberán basarse en el Suplemento de Precio, que se considerará reemplaza a la información de este Prospecto.

Antes de invertir en las obligaciones negociables, deberán leer cuidadosamente este Prospecto, junto con el respectivo Suplemento de Precio y cualquier otro suplemento o modificación del presente.

Información disponible

Integran el presente Prospecto los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

El 16 de marzo de 2018, el directorio de la Sociedad aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su acrónimo en inglés).) Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2017 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados a partir del año que terminó el 31 de diciembre de 2018 fueron nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF.

Se podrá consultar los estados financieros de la Compañía, el presente Prospecto, y cualquier Suplemento de Precio relacionado con una clase o serie a ser emitida en virtud del mismo en el sitio web de la CNV (https://www.argentina.gob.ar/cnv) en el ítem: “Empresas (entidades con oferta pública)” (la “AIF”) y en el sitio web institucional de la Compañía (www.ypfluz.com). Asimismo, aquellos inversores que lo deseen podrán solicitar en soporte papel ejemplares del presente Prospecto y los estados financieros que lo integran en la siguiente dirección: Avenida Córdoba 111, Piso 14, (C1054AAA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, Atención: Gabriel Ábalos.

Manifestaciones sobre el futuro

El presente Prospecto, inclusive cualquier documentación incorporada por referencia al mismo, contiene manifestaciones que creemos constituyen manifestaciones sobre el futuro. Dichas manifestaciones hacia el futuro pueden incluir manifestaciones referidas a nuestra intención, entendimiento o expectativas actuales y a las de nuestra Dirección, e inclusive manifestaciones con respecto a tendencias que afectan la situación financiera, precios, ratios financieros, resultados de operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, volumen futuro de generación de energía, nuestra capacidad para pagar dividendos en el futuro y para cancelar nuestras deudas, como también nuestros planes con respecto a nuestros gastos y erogaciones de capital, estrategia de negocio, concentración geográfica, ahorro de costos, inversiones y política sobre dividendos. Dichas manifestaciones no garantizan el rendimiento futuro y están sujetas a riesgos e incertidumbres significativas, cambios y otros factores que pueden escapar a nuestro control y ser difíciles de predecir. En consecuencia, la situación financiera, ratios financieros, resultados de operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, como también nuestros gastos e inversiones de capital, ahorro de costos, inversiones, capacidad para cumplir con nuestros compromisos, pagar dividendos o cancelar nuestras obligaciones de deuda podrían diferir en forma significativa de los indicados en forma expresa o tácita en cualquiera de dichas manifestaciones hacia el futuro. Entre dichos factores se encuentran, pero no se limitan a, eventuales fluctuaciones del tipo de cambio, la inflación, los riesgos inherentes a la construcción de nuevas centrales térmicas y renovables, obtención de habilitaciones comerciales por parte de CAMMESA (conforme dicho término se define más adelante) por los proyectos que tenemos en construcción, el incremento de la competencia en el sector de generación de energía eléctrica en Argentina, la capacidad de suscribir contratos de compraventa de energía eléctrica para la venta de potencia y/o energía y las condiciones de dichos contratos, posibles limitaciones en la capacidad de transmisión y distribución de energía eléctrica, la disponibilidad de las centrales eléctricas para generar electricidad, la capacidad financiera de CAMMESA para cumplir con sus obligaciones de pago bajo los PPA (conforme dicho término se define más adelante) y la capacidad de nuestra Compañía para cobrar dichos montos por parte de CAMMESA, la capacidad de nuestra Compañía para cumplir las obligaciones de los PPA, la capacidad para realizar reducciones de costos y el logro de la eficiencia operativa y sin interrumpir indebidamente las operaciones del negocio, consideraciones ambientales, reglamentarias y legales, incluyendo la imposición de regulaciones gubernamentales a los negocios en los que opera la Compañía, cambios en nuestra estrategia de negocio y operaciones, nuestra capacidad para encontrar socios u obtener financiamiento y la situación económica y empresarial general en la Argentina, como así también los factores que se describen en este Prospecto, en particular bajo los títulos “Factores de Riesgo” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera - Análisis y explicaciones de la dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones” del Prospecto. No nos comprometemos a actualizar o corregir públicamente las manifestaciones sobre el futuro, aun cuando por la experiencia o los cambios futuros se torne claro que los resultados proyectados o la situación que indican en forma expresa o tácita no se realizarán.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

Requisitos de calificación y ley argentina

Si una emisora optara por obtener cualquier calificación, o si la CNV considerara necesario obtener una calificación en una determinada circunstancia de la oferta, las Normas de la CNV disponen que podrán obtener la(s) calificación(es) de riesgo del modo que sigue: (a) respecto del monto máximo autorizado o (b) respecto de cada clase o serie, aclarándose en todos los casos. Las emisoras que opten por calificar sus obligaciones negociables elegirán uno o dos agentes de calificación de riesgos, según se detalle en el Suplemento de Precio de cada serie o tramo emitido en el marco del Programa.

La CNV ha dispuesto que las emisoras dentro del régimen oferta pública que decidan solicitar una calificación de riesgo de valores negociables, deban mantener esta decisión hasta su cancelación total, salvo aprobación unánime de los tenedores de los valores negociables.

Una calificación no constituye una recomendación para comprar, mantener o vender obligaciones negociables, en la medida en que dicha calificación no se expresa sobre un precio de mercado o respecto a si es apropiado para inversores particulares. La calificación de un programa trata sobre la probabilidad del pago del capital y los intereses de las obligaciones negociables de conformidad con sus términos. No es posible asegurar que una calificación se mantenga durante un período determinado o que esa calificación no vaya a ser rebajada o retirada por el agente de calificación de riesgo si, a su criterio, lo justifican las circunstancias del futuro.

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

Redondeo

Ciertas cifras que se incluyen en el presente Prospecto y en los estados contables incorporados por referencias al mismo, han sido redondeadas para facilitar su presentación. Los valores porcentuales incluidos en el presente Prospecto se han calculado en algunos casos sobre la base de las cifras mencionadas antes de su redondeo. Por este motivo, es posible que ciertos valores porcentuales que aparecen en el presente Prospecto no coincidan con los que se obtienen al realizar los mismos cálculos sobre la base de las cifras que figuran en los estados contables que se acompañan, así como también que algunos otros montos que aparecen en el presente Prospecto no arrojen un total exacto.

Abreviaturas y definiciones

En este Prospecto, las referencias a:

“Acuerdo de Accionistas” corresponden al Acuerdo de Accionistas de fecha 20 de marzo de 2018, entre GE EFS Power Investments B.V., YPF, OPESSA y la Emisora.

“AESA” corresponden a A-Evangelista S.A.

“AFIP” corresponden a la Administración Federal de Ingresos Públicos.

“BCRA” o “Banco Central” corresponden al Banco Central de la República Argentina.

“BICE” corresponden al Banco de Inversión y Comercio Exterior.

“BNP Paribas”: corresponde a BNP Paribas Fortis SA/NV.

“CAEE” corresponden a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica.

“CAMMESA” corresponden a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (Véase “La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina” “Generalidades” “CAMMESA” del Prospecto).

“Cañadón León” corresponde al parque eólico Cañadón León ubicado en la provincia de Santa Cruz que, a la fecha de este Prospecto, se encuentra en construcción

“CDS” corresponden a Central Dock Sud S.A.

“Central Dock Sud” corresponden a las dos plantas generadoras de energía, el Ciclo Combinado Central Dock Sud y el Ciclo Abierto Central Dock Sud, ubicadas en la localidad de Avellaneda, al sur del Área Metropolitana de Buenos Aires, provincia de Buenos Aires, de propiedad de CDS.

“Central Térmica San Miguel de Tucumán” corresponden a la Central Térmica San Miguel de Tucumán ubicada en la localidad de El Bracho, aproximadamente a 22 km al sur de San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

“Central Térmica Tucumán” corresponden a la Central Térmica Tucumán ubicada en la localidad de El Bracho, aproximadamente a 22 km al sur de San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán.

“Central Termoeléctrica” corresponden a una unidad de generación que usa la energía calórica derivada del combustible, por ejemplo, gas natural o gasoil, como fuente de energía para impulsar el generador de energía.

“Ciclo Combinado o Ciclo Abierto” corresponden a un tipo de turbina termoeléctrica que puede utilizar diversos combustibles, incluido el gas natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad y que luego utiliza el calor que se libera en ese proceso para producir vapor y generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor.

“Ciclo Simple” corresponden a un tipo de turbina termoeléctrica que puede 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.

“CNDC” corresponden a la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia.

“CNV” corresponden a la Comisión Nacional de Valores.

“COD” (en inglés, *commercial operation date*) corresponden a las fechas de habilitación comercial.

“Complejo Tucumán” corresponden a la Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán.

“Contratista de EPC” corresponden a las compañías con las cuales la Emisora celebra los Contratos EPC.

“Contrato EPC” significan a los contratos de ingeniería, adquisiciones y construcción (en inglés, *engineering, procurement and construction contracts*).

“CSJN” corresponden a la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

“DFC” corresponde a United States International Development Finance Corporation.

“Distribución” corresponden a la transmisión de electricidad al consumidor final.

“Distribuidor” corresponden a una persona jurídica que provee electricidad a un grupo de consumidores finales mediante una red de distribución.

“El Bracho TG” corresponden a la turbina a gas de la central térmica El Bracho de propiedad de Y-GEN II, titular de un PPA con CAMMESA en el marco de la Resolución N° 21.

“El Bracho TV” corresponden a la turbina a vapor de la central térmica El Bracho de propiedad de Y-GEN II, titular de un PPA con CAMMESA en el marco de la Resolución N° 287.

“ENARSA” corresponden a Energía Argentina S.A. que el 29 de mayo de 2018 cambio su denominación social a IEASA.

“Energía No Contractualizada” o “Energía Base””. Corresponden al marco regulatorio establecido en la Resolución SEE N° 31/2020 y normativas previas. Véase “La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina”.

“Energía Plus” corresponden al marco regulatorio establecido bajo la Resolución SE N° 1281/06, y sus modificatorias. Véase “La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina” “Energía Plus”.

“ENRE” corresponden al Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

“Estatutos Sociales” significan los estatutos sociales de YPE EE inscriptos el 26 de agosto de 2013 en la IGJ, bajo el número 16440 del libro 65 de sociedades por acciones, así como también, sus modificaciones.

“ex MEyM” corresponden al Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina que en junio de 2018 fue reemplazado por el Ministerio de Energía.

“ex Ministerio de Energía” corresponden al Ministerio de Energía de la República Argentina que en septiembre de 2018 fue reemplazado por la SGE.

“FACPCE” corresponden a la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

“FMI” corresponden al Fondo Monetario Internacional.

“FODER” corresponden al Fondo Fiduciario para el desarrollo de Energías Renovables, un fondo creado para afectar sus activos al otorgamiento de préstamos, realizar aportes de capital, y para la adquisición de todos los demás instrumentos financieros destinados a la ejecución y financiación de proyectos de generación de electricidad de fuentes renovables que reúnan los requisitos a tales efectos.

“FONINVEMEM” corresponden al Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. Véase “La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina” “Foninvemem y Programas Similares” del Prospecto.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

“GAFI” corresponden al Grupo de Acción Financiera Internacional.

“GE EFS” corresponden a GE EFS Power Investments B.V., afiliada de GE.

“GE” corresponden indistintamente a cualquier sociedad subsidiaria y/o afiliada de General Electric Company.

“Gobierno Argentino” corresponden al Gobierno de la República Argentina.

“GW” corresponden a gigawatts.

“GWh” corresponden a gigawatt por hora.

“IEASA” corresponden a Integración Energética Argentina S.A. (anteriormente denominada ENARSA).

“IBP” corresponden al Impuesto (anual) sobre los Bienes Personales.

“IDS” corresponden a Inversora Dock Sud S.A.

“IFRS” (por su acrónimo en inglés) corresponden al Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

“IGJ” corresponden a la Inspección General de Justicia.

“IGMP” corresponden al Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.

“INDEC” corresponden al Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina

“IPC” corresponden al índice de precios al consumidor argentino.

“IPCNU” corresponden al índice de precios al consumidor nacional urbano.

“IS” corresponden al Impuesto de Sellos.

“IVA” corresponden al Impuesto al Valor Agregado.

“kV” corresponden a kilovoltios.

“kW” corresponden a kilowatts.

“kWh” corresponden a kilowatts por hora.

“Ley de Competitividad” corresponden la Ley de Competitividad N° 25.413, y sus modificatorias.

“Ley de Energías Renovables” corresponden al régimen introducido por la Ley Nº 26.190, y sus modificatorias, en especial la Ley Nº 27.191.

“Ley General de Sociedades” corresponden a la Ley General de Sociedades Nº 19.550 y sus modificatorias.

“Loma Campana Este” corresponde a la central de Loma Campana Este ubicada dentro del bloque concesión de producción de petróleo y gas de Loma Campana, en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.

“Loma Campana I” corresponden a la central térmica Loma Campana I ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.

“Loma Campana II” corresponden a la central térmica Loma Campana II ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.

“LPC I” corresponden a la planta de cogeneración ubicada en la Refinería La Plata de YPF, adquirida de Central Puerto S.A.

“LPC II” corresponden a la planta de cogeneración ubicada en la Refinería La Plata de YPF y que, a la fecha de este Prospecto, se encuentra en construcción**.**

“Luz del León” corresponde a Luz del León S.A.

“LVFVD” corresponden a liquidaciones de venta con fecha de vencimientos a definir. Véase “Información sobre la Emisora” “Foninvemem y Programas Similares”.

“MATER” corresponden al Mercado a Término de Energía Renovable.

“MELI” corresponden al Mercado Libre de Cambios.

“MEM” o “Mercado Eléctrico Mayorista” corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina.

“Mercado Spot” corresponden a energía vendida por generadores al MEM y remunerada por CAMMESA en el marco vigente antes de la publicación de la Resolución 95/2013 y sus modificatorias.

“MULC” corresponden al Mercado Único y Libre de Cambios, actualmente reemplazado por el MELI.

“MW” corresponden al megavatio.

“MWh” corresponden a megavatio hora.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

“NIIF” o “IFRS” (por su acrónimo en inglés) corresponden a las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el IFRS.

“NOA” corresponden al noroeste argentino, región geográfica de Argentina, integrada por las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero.

“OPESSA” corresponden a Operadora de Estaciones de Servicios S.A.

“Participaciones Sociales” se entenderán a todas las acciones de la Emisora, todos los títulos o derechos, directa o indirectamente, convertibles en acciones de la Emisora y todas las opciones y otros derechos de adquirir, directa o indirectamente, acciones de la Emisora o títulos o derechos convertibles en acciones de la Emisora, ya sea al momento de su emisión, por el paso del tiempo o ante la ocurrencia de un evento futuro de conformidad con el Acuerdo de Accionistas y los Estatutos Sociales.

“PPA” (en inglés, *power purchase agreements*) corresponden a los contratos de compraventa de potencia y/o energía, según el caso, suscriptos entre la Emisora y sus clientes.

“Régimen de Energía No Contractualizada” corresponden al reconocimiento de costos fijos y variables a las unidades cuya energía no se encuentra comprometida bajo ningún tipo de contrato, esquema que fue establecido por la Resolución 95/2013 y cuyo valor está actualmente determinado por la SGE, en el marco de la Resolución SE N° 31/2020.

“Resolución N° 1/2019” corresponden a la Resolución N° 1/2019 de la Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. actualmente reemplazada por la Resolución N°31/2020.

“Resolución N°19/2017” corresponden a la Resolución N°19/2017 de la ex Secretaria de Energía Eléctrica del ex MEyM, que fue reemplazada por la Resolución N°1/2019.

“Resolución N° 21” corresponden a la Resolución MEyM N° 21/2016 del ex MEyM.

“Resolución N° 287” corresponden a la Resolución MEyM N° 287/2017 del ex MEyM.

“Resolución N° 31/2020” corresponden a la Resolución N° 31/2020 de la Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

“SADI” corresponden al Sistema Argentino de Interconexión.

“ex SE” corresponden a la Secretaria de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

“ex SEE” corresponden a la ex Secretaria de Energía Eléctrica del ex MEyM y del ex Ministerio de Energía, actualmente reemplazada por la SGE y la Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

“SE” corresponden a la Secretaria de Energía dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo de la República Argentina que en diciembre de 2019 reemplazó a la Secretaría de Gobierno de Energía.

“SGE” corresponden a la Secretaria de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Economía de la República Argentina que en septiembre de 2018 reemplazó al Ministerio de Energía.

“SINAC” corresponden al Sistema Integrado de Negociación Asistida por Computador.

“SPE” corresponden a sociedad de propósito específico.

“Vestas” corresponden, según lo requiera el contexto, a Vestas Wind Systems A/S y Vestas Argentina S.A. o cualquiera de sus respectivas afiliadas.

“Y-GEN II” corresponden a YGEN Eléctrica II S.A.U. (anteriormente denominada YGEN Eléctrica II S.R.L.)

“Y-GEN” corresponden a Y-GEN Eléctrica S.A.U. (anteriormente denominada YGEN Eléctrica S.R.L.)

“YPF” corresponden a YPF S.A.

Salvo indicación en contrario, las estadísticas brindadas en este Prospecto en relación con las unidades generadoras de energía están expresadas en MW, en el caso de la capacidad instalada de dichas unidades generadoras de energía, y en GWh, en el caso de la producción de electricidad total de dichas unidades generadores de energía. Un GW es equivalente a 1.000MW y un MW es equivalente a 1.000 kW.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directorio

De acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo de los Estatutos Sociales de la Sociedad y en las normas legales vigentes, la dirección y administración de la Sociedad se encuentra a cargo de un directorio compuesto por 8 directores titulares y hasta 8 directores suplentes, según lo establezca la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en cada oportunidad en la cual sean elegidos los miembros del directorio. Los accionistas de la Clase A tienen derecho a designar 6 directores titulares y hasta 6 directores suplentes, y los accionistas de la Clase B tienen derecho a designar 2 directores titulares y hasta 2 directores suplentes. El mandato de los directores es de 3 ejercicios, pudiendo ser reelegidos indefinidamente y se mantendrán en su cargo hasta tanto la Asamblea General Ordinaria de Accionistas designe a los nuevos directores. Los miembros del directorio de la Sociedad fueron elegidos en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas N°16 celebrada el 20 de marzo de 2018 y sus mandatos vencieron el 21 de marzo de 2021, sin embargo, permanecerán en sus cargos hasta tanto se celebre la asamblea de accionistas que elija a sus reemplazantes. Para más información véase "*Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas*"

El directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Sociedad, sin otras limitaciones que las que resultan de la legislación vigente, los Estatutos Sociales y el Acuerdo de Accionistas. Se reúne al menos una vez por mes, cuando el presidente del directorio lo estime necesario o por solicitud de la mayoría de los directores o de la comisión fiscalizadora. Las reuniones extraordinarias del directorio pueden ser convocadas por cualquiera de los directores.

El directorio sesiona con la mayoría absoluta de los miembros que lo componen, presentes o comunicados por conferencia telefónica o video conferencia o cualquier otro medio de comunicación que permita a los participantes escucharse mutuamente (conforme lo autoriza el artículo decimotercero de los Estatutos Sociales), y toma resoluciones por mayoría de votos presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. Cuando las reuniones de directorio se celebran con la participación de sus miembros a distancia, se deja constancia de sus nombres en el acta respectiva, expidiéndose la comisión fiscalizadora respecto de la regularidad de las decisiones adoptadas. En caso de empate, el presidente no tendrá voto de desempate, salvo el caso previsto en el artículo sexto de los Estatutos Sociales.

Mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% del capital social de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de designar al presidente del directorio, y mientras la Clase B de Acciones represente al menos el 24,5% del capital social dicha clase tendrá el derecho de designar al vicepresidente del directorio.

Los directores suplentes sólo podrán reemplazar directores titulares que hubieran sido elegidos por la misma clase de acciones que hubieran elegido al director suplente en cuestión. En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa, incluyendo sin limitación muerte, renuncia, remoción, licencia y/o incapacidad sobreviniente de un director titular, esté será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de directorio siguiente (sin que sea necesaria una resolución expresa del directorio) por un director suplente o un nuevo director titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al director titular que se encuentre ausente o hubieran cesado en su cargo.

De acuerdo a lo establecido por el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores que faltaren a sus obligaciones serán responsables hacia la Sociedad, los accionistas y los terceros, ilimitada y solidariamente, por los daños y perjuicios que resultaren de su acción u omisión de conformidad con lo establecido en el artículo 274 de la Ley General de Sociedades.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, el directorio de la Sociedad está a cargo de la administración y, por lo tanto, toma todas las decisiones relacionadas con la misma, así como aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, los Estatutos Sociales y otras normas aplicables. Además, el directorio es el responsable de la ejecución de los acuerdos adoptados en las asambleas de accionistas y de la realización de cualquier tarea específica expresamente delegada por los accionistas. Bajo la Ley General de Sociedades, los deberes y responsabilidades de un director suplente, cuando actúa en lugar de un director titular, ya sea de manera temporal o permanente, son los mismos que para los directores titulares, y no tienen otros deberes o responsabilidades como directores suplentes.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

A continuación, se detalla la composición del directorio de la Emisora a la fecha del presente Prospecto:

Nombre	Cargo	Clase[1]	Mandato		Independencia
			Desde	Hasta	
Santiago Martinez Tanoira	Presidente	Clase A	5 de junio de 2020	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Raghuveer Kurada	Vicepresidente	Clase B	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Mauricio Alejandro Martin	Director Titular	Clase A	5 de junio de 2020	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Patricio Da Re	Director Titular	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Tyson Rory Yates	Director Titular	Clase B	2 de julio de 2020	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Juan Manuel Jasson	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Gastón Marcelo Laville Bisio	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Patricio Martínez Morini	Director Suplente	Clase A	7 de mayo de 2019	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Carlos Alberto San Juan	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Fernando Gómez Zanou	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Amanuel Haile-Mariam	Director Suplente	Clase B	28 de mayo de 2019	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
Cody Branden Castaneda	Director Suplente	Clase B	20 de agosto de 2019	20 de marzo de 2021[2]	No independiente
María Eugenia Bianchi Pintos	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021[2]	No independiente

(1) Hace referencia a la Clase de accionistas que designó a dicho director. Para un resumen de las diferencias entre la Clase A y la Clase B de accionistas, véase "*Accionistas principales y transacciones con partes relacionadas*".

(2) Permanecerá en su cargo hasta tanto se celebre la asamblea de accionistas que elija a su reemplazante.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los directores de la Emisora y los órganos de administración y/o de fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen actualmente:

El Sr. *Santiago Martínez Tanoira*, DNI N° 22.962.398, CUIL N° 20-22962398-3, obtuvo su título de ingeniero en el Instituto de Tecnología de Buenos Aires (ITBA) y posee un Máster en Administración de Empresas de la Universidad Austral. Realizó cursos de especialización en las Universidades de Darden, Wharton y Harvard, en Estados Unidos. Ingresó en YPF en 1998 en el área de Desarrollo de Negocios de la División Petroquímica. Fue responsable del área de Marketing y gerente de Planificación y Desarrollo dentro de la Unidad de Productos Industriales y de Química de Argentina entre diciembre de 2002 y abril de 2008. Posteriormente, en mayo de 2008, ocupó la posición de director de Petroquímica Básica y Productos Intermedios en Repsol Química, en España. Ocupó el cargo de director de Química en YPF desde agosto de 2011 hasta el 2012. También fue miembro del directorio de Profertil. Desde el 2012 hasta septiembre de 2016 se desempeñó como Gerente Ejecutivo de la Regional Mendoza, a cargo de la operación de Upstream y como Vicepresidente Ejecutivo Upstream desde octubre de 2016 hasta agosto de 2017. Actualmente, es

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

Director Suplente de YPF desde abril de 2017 y Vicepresidente Ejecutivo de Gas y Energía a partir de mayo de 2020. Desde el 22 de mayo de 2020 ocupa el cargo de director y presidente de Compañía Mega S.A. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Raghuveer Kurada*, Pasaporte N° 584863629, CDI N° 20-60453855-7, posee un máster en Negocios de la Escuela de Negocios de la Universidad de Columbia, Nueva York, y un máster en Ingeniería Eléctrica del Instituto Politécnico RENSSELAER en Troy, Nueva York. Se desempeña como Managing Director y responsable de Global Execution en GE Energy Financial Services, con sede en Londres, Reino Unido. Su foco en la expansión de las inversiones de GE en los segmentos de la industria energética. Su domicilio es Leandro N. Alem 882, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Mauricio Alejandro Martin*, DNI N° 22.075.717, CUIL N°2222.075.717-0, es ingeniero industrial egresado de la Universidad Nacional de Cuyo. Cuenta con un programa de Especialización en Finanzas de la Pontificia Universidad Católica Argentina y un *Master in Business Administration* de la Universidad del CEMA. Actualmente se desempeña como Vicepresidente de Downstream en YPF. Anteriormente se ha desempeñado como Gerente de Logística de YPF y ha desarrollado su carrera en diferentes área y funciones del downstream, como Ingeniero de Procesos, Responsable de Producción, Responsable de CMASS, gerente de Complejo Industrial y Gerente de Planificación y Desarrollo Técnico desde su ingreso a YPF en 1997. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Patricio Da Ré*, DNI N° 27.691.322, CUIL N° 20-27691322-1, obtuvo el título de Contador Público, graduándose de la Universidad de Belgrano. Tiene un Posgrado en Economía del Petróleo y Gas Natural del ITBA, en Negociación y Manejo de Conflicto de Business School. Actualmente se desempeña como Gerente de Planificación Estratégica y Gestión de Participadas en YPF. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Planificación y Desarrollo de Negocios de YPF y en otros puestos siempre desarrollando su trayectoria profesional en la industria del gas natural desde su ingreso en YPF en 2002. Actualmente también ocupa el cargo de Vicepresidente del directorio de Metrogas S.A., es Director Titular en Compañía Mega S.A., y de otras sociedades vinculadas al grupo de empresas de YPF. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Tyson Rory Yates*, Pasaporte N° 566781211, obtuvo el título de contador de la Universidad de Florida. En el año 2000 se incorporó a GE, ocupado varios cargos enfocados en la realización de transacciones en el área de energía en Estados Unidos y Latinoamérica. Actualmente se desempeña como *Managing Director and Commercial Execution* para Latinoamérica. Su domicilio es Leandro N. Alem 882, Ciudad Autónoma de Buenos Aires**.**

El Sr. *Juan Manuel Jasson*, DNI N° 21.613.266, CUIL N° 20-21613266-2 obtuvo el título de Ingeniero Industrial en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Cuenta con un MBA de la Rotterdam School of Management de los Países Bajos. Desde 2003 trabajó en Royal Dutch Shell, donde ocupó diferentes posiciones en diversos países. Basado en los Países Bajos entre 2003 y 2010, fue Analista de Desarrollo de Nuevos Negocios de Gas y GNL para Américas, y para África y Gerente de Abastecimiento de Gas para Dinamarca. En 2004, participó de forma temporal del equipo de desarrollo de Mariscal Sucre LNG, basado en Venezuela. En 2010, fue Asesor Comercial del equipo de Desarrollo de Canadá LNG. A partir de 2011, fue Gerente de Desarrollo de Nuevos de Gas & LNG basado en Brasil. En 2017 ingreso en YPF, donde actualmente se desempeña como Jefe de Proyectos Midstream y Eficiencia Energética. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Gastón Marcelo Laville Bisio*, DNI N° 92.870.506, CUIL N° 20-92870506-5, es Licenciado en Economía, graduado con honores de la Universidad de Buenos Aires en 2008, cuenta con una década de experiencia en la industria, habiéndose desempeñado en asuntos relacionados con Mercado, Inversores, Inteligencia de la Competencia, Valuación de Activos y Portafolio, con foco en Upstream. Actualmente se desempeña en el área de Planeamiento Estratégico de Gas y Energía de YPF S.A. Asimismo, cuenta con especializaciones en Gestión de Proyectos, Liderazgo (UCA) y Toma de Decisiones (ITBA) y Análisis de Riego (Rose & Associates) entre otras. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Patricio Martínez Morini*, DNI N° 28.642.749, CUIL N° 23-28642749-9, es contador público egresado de la Universidad Católica Argentina. Es especialista en planificación y control de gestión, con 15 años de trayectoria en la industria de Oil & Gas. Desde el año 2004 se desempeña en YPF donde actualmente ocupa el cargo de Gerente de Presupuesto y Control de Gestión. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Control de Gestión Operativo. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Carlos Alberto San Juan*, DNI N° 21.434.189, CUIL N° 20-21434189-2, es abogado recibido en la Universidad de Buenos Aires en el año 1993. Se desempeñó como asociado en el estudio Nicholson y Cano Abogados desde el año 1994 al 2000 y ejerció libremente la profesión desde el año 2000 al 2003. En el año 2003 se incorporó a la Dirección de Servicios Jurídicos de YPF como abogado en el área de Refino & Comercialización. Desde el 2009 al 2014 se desempeñó como Gerente de Servicios Jurídicos Neuquén-Río Negro y entre 2015 y 2017 se desempeñó como Gerente de Servicios Jurídicos Participadas. Desde septiembre de 2017 hasta la actualidad se desempeña como Gerente de Servicios Jurídicos Gas Natural y GLP de la Vicepresidencia de Servicios Jurídicos. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

El Sr. *Fernando Gomez Zanou*, DNI N° 22.500.441, CUIL N° 20-22500441-9, es abogado egresado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires, posee un máster en Economía y Administración de Empresas en ESEADE y ha realizado diversos posgrados en la industria del petróleo y gas. Desde el año 2004 se desempeña en YPF donde actualmente ocupa el cargo de Gerente Servicios Jurídicos Corporación y fue designado director en varias empresas de la industria. Anteriormente se desempeñó como abogado de diversas compañías tales como Citibank N.A., Basf Argentina S.A. y Auchan Argentina S.A. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Amanuel Haile*-Mariam, Pasaporte N° 510581202, se unió a GE Energy Financial Services en 2006 y ocupó varias posiciones en Estados Unidos, Hong Kong y Singapur. Es responsable de supervisar todos los esfuerzos realizados en el mercado de capitales para aumentar el capital y las actividades de sindicación de inversiones en las Américas. El Sr. Haile-Mariam también sirve como miembro de la junta en un fondo de energía. Su domicilio es Leandro N. Alem 882, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Cody Branden Castaneda*, Pasaporte N° 565736385, ingresó a GE Capital en 2006 y ha ocupado diversos cargos en la empresa GE en los Estados Unidos e internacionalmente, incluidos el Reino Unido, México y Australia. Se unió a GE Energy Financial Services en 2013 y desde entonces se ha desempeñado en transacciones de energía en todo el mundo, incluyendo América del Norte, Australia, Europa y América Latina. Actualmente es vicepresidente senior responsable de la ejecución de las inversiones de GE EFS en América Latina, así como de las responsabilidades de gestión de cartera en curso. Su domicilio es Leandro N. Alem 882, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Srta. *María Eugenia Bianchi Pintos*, DNI N° 32.144.223, CUIL N° 23-32144223-4, es abogada egresada de la Pontificia Universidad Católica Argentina (UCA). Cuenta con una maestría en derecho empresario de la Universidad de San Andrés (tesis en curso) y un posgrado de actualización en derecho de petróleo y gas natural de la Universidad de Buenos Aires. Asimismo, cursó el programa ejecutivo en energías renovables de la Universidad UCES. Ocupa la posición de abogada en la Gerencia de Gas Natural y Energía dentro de la Dirección de Servicios Jurídicos de YPF La Srta. Bianchi Pintos, también posee los cargos de síndica titular en las compañías CDS e IDS Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gerencia de Primera Línea

La gerencia de primera línea de la Sociedad tiene a su cargo la ejecución de los objetivos fijados por la Sociedad. El siguiente cuadro detalla los cargos gerenciales de primera línea de la Sociedad:

Nombre	Cargo	Antigüedad en YPF Luz *
Héctor Martín Mandarano	Chief Executive Officer	Marzo 2018
Santiago Matías Sajaroff	Chief Operations Officer	Marzo 2018
Sebastián Pablo Torres	Chief Compliance Officer	Mayo 2018
Luis Miguel Sas	Chief Financial Officer	Octubre 2020
Patricio Javier Cipollone	Gerente de Desarrollo de Negocios	Marzo 2018
Alejandro Avayú	Gerente de Recursos Humanos	Marzo 2018
Gabriel Ábalos	Gerente de Finanzas	Abril 2018
Edgardo Javier Latessa	Gerente de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud	Marzo 2018
Jorge Esteban Ravlich	Gerente Planificación Estratégica y Desarrollo de Negocios	Marzo 2018
Julio Omar Francisco Temen	Gerente de Supply Chain	Marzo 2017
Carlos Mafia del Castillo	Gerente Comercial de Central Térmica Dock Sud y Participadas	Febrero 2019
Leonardo Limoli	Gerente Comercial	Abril 2018
Paola Gardella	Gerente de Administración	Octubre 2020

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

Mariana Iribarne	Gerente de Relaciones Institucionales	Junio 2018
Alberto Bosch	Gerente de Procesos y Tecnología	Agosto 2018

(*) Fecha de ingreso y/o cesión de contrato de trabajo a YPF Luz.

A continuación, se indica, con respecto a los gerentes de primera línea cuyos antecedentes no se detallan en "*Directores Titulares y Suplentes – Carácter de Independencia*" del presente Prospecto, los principales antecedentes profesionales, los Órganos de Administración y/o de Fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen, en su caso, y si tienen contratos de trabajo con la Compañía:

El Sr. *Héctor Martín Mandarano*, DNI N° 22.867.397, CUIL N° 20-22867397-9, obtuvo el título de ingeniero eléctrico de la Universidad Tecnología Nacional en Buenos Aires, posee un máster en Bussiness Administration del IAE y una maestría en Administración del MEM del Instituto Tecnológico Buenos Aires. Ha desempeñado diferentes funciones en el sector eléctrico y energético argentino, participando en estudios de sistemas de potencia y operación de redes de alta tensión en SACME (1997-2000), despacho, movimiento de energía en Pérez Companc (2000-2002), se desempeñó asimismo como Gerente de División de Negocios de Electricidad en Petrobras Energía S.A. entre 2002-2011, Director de Central Térmica Manuel Belgrano y San Martin, entre 2002 y 2011, Director Titular y Gerente General de Enecor (2007-2011), Miembro Comisión Directiva de AGEERA (2007/2011); y Director Titular de Distrilec (EDESUR) S.A. (2001/2011). Se incorporó a YPF en el año 2011, desempeñándose como Gerente de Negocio Eléctrico, hasta el año 2016, que asumió la posición de Gerente Ejecutivo del Negocio Eléctrico y Renovables. Asimismo, se ha desempeñado como Gerente General de la Compañía desde el año 2013, Director en Metrogas entre 2014-2016 y actualmente es desempeña como Presidente del Directorio de Central Dock Sud desde el año 2012. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Santiago Matías Sajaroff*, DNI N° 22.860.720, CUIL N° 20-22860720-8, obtuvo el Título de Ingeniero Electricista en la Universidad Tecnológica Nacional, un Magister en Administración del Mercado Eléctrico en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires y una Maestría en Administración de Empresas (MBA) en la Pontificia Universidad Católica Argentina. En YPF se desempeñó como Gerente Comercial de CDS, Gerente Comercial del Negocio Eléctrico de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF, luego como Gerente de Gestión Técnica, Proyectos y Construcciones del Negocio Eléctrico de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF, luego como Gerente de Gestión Técnica, Proyectos y Construcciones de YPF LUZ y desde mayo de 2018 como Chief Operations Officer de YPF LUZ, posición que lidera todas las operaciones de la compañía y todo el personal de supervisión de construcción de los proyectos en curso. Además, desde el año 2016 se ha desempeñado como Director Suplente, luego Director Titular y luego Vicepresidente de CDS. Desde noviembre de 2019 el Sr. Sajaroff ha sido electo como presidente de la Cámara Argentina de Energías Renovables, "CADER", por un período de 2 años. Previo a YPF el Sr. Sajaroff se desempeñó como Jefe de Operaciones de CDS durante 10 años y anteriormente en otras posiciones en la misma empresa. Su domicilio especial es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Sebastián Pablo Torres*, DNI N° 23.178.194, CUIL N° 20-23178194-4, obtuvo el Título de Abogado en la Universidad de Morón, una maestría en Derecho Comercial y de los Negocios de la Universidad de Buenos Aires y un Programa Ejecutivo en Energy Business Management de la Pontificia Universidad Católica Argentina. Previo a su incorporación a YPF Energía Eléctrica S.A. en Mayo de 2018, se desempeñó en General Electric Inc. (GE) desde el año 2001 en diferentes posiciones en las áreas de Compliance y Legales en Argentina y en el exterior, incluyendo (i) Gerente de Legales y Compliance en GE Capital Argentina, (ii) Gerente de M&A Compliance Centroamérica en GE Global Banking con base en Costa Rica, (iii) Chief Compliance Officer (CCO) América Latina en GE Global Operations Finance y (iv) Gerente Ejecutivo de Compliance América Latina en GE Global Law & Policy. Desde mayo de 2018 se desempeña como Gerente Ejecutivo de Compliance (CCO) de la Compañía. En adición ello, a partir de enero de 2019 ha incorporado a su área de responsabilidad la Gerencia de Auditoría Interna de la Compañía. Asimismo, desde 2018 se desempeña como Director Suplente de Central Dock Sud. Su domicilio especial es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Luis Miguel Sas*, DNI N° 14.952.099, CUIL N° 20-14952099-7, se graduó en Ciencias Económicas en la Universidad de Buenos Aires, con el título de Contador Público Nacional, y obtuvo un MBA otorgado por el Instituto de Altos Estudios Empresariales – Universidad Austral, y completó un Programa de Liderazgo Organizacional en la Universidad de Columbia EE.UU. Posee una amplia trayectoria en posiciones financieras, iniciada en el grupo Pecom en 1984. En 1990 fue designado responsable del Departamento de Operaciones Financieras de Telecom, y luego nombrado Gerente de Finanzas Corporativas en Pecom Energía, como responsable de los mercados de capitales y el financiamiento de proyectos. En enero de 2000 fue designado CFO de Edesur S.A., y desde 2004 hasta 2015 se desempeñó como CFO y miembro del Directorio de Petrobras Argentina S.A. Durante el 2016 se integró a Pampa Energía S.A., y desde junio de 2017 hasta abril de 2018 se desempeñó como Gerente de Finanzas Corporativas y M&A en YPF Integró los Consejos Directivos de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL), y del Instituto Argentino de Ejecutivos de Finanzas (IAEF). En abril de 2018 fue designado como CFO (Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas) de YPF hasta su llegada a YPF Luz en Octubre de 2020. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

El Sr. *Patricio Javier Cipollone*, DNI N° 29.403.984, CUIL N° 20-29403984-9, obtuvo el Título de Ingeniero Industrial, en la Universidad Nacional de La Plata, y luego realizó una Especialización en Mercado Eléctrico y del Gas Natural en el ITBA. Previo a su incorporación a YPF, desarrolló la mayor parte de su carrera profesional en la Gerencia Comercial de AES Argentina Generación S.A. entre los años 2006 y 2013, donde fue miembro de la comisión directiva de AGEERA. Desde marzo 2013 hasta mayo 2014 fue Responsable Comercial en las Grandes Centrales de ENARSA. Ingresó a YPF en junio de 2014 dentro de la Gerencia Comercial del Negocio Eléctrico. En enero de 2016 asumió el cargo de Gerente Comercial de Central Dock Sud hasta diciembre del año 2016. Desde enero del año 2017 estuvo a cargo de la Gerencia Comercial de la Compañía, hasta que en enero de 2021 fue nombrado Gerente de Desarrollo de Negocios. Su domicilio especial es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Alejandro Avayú*, DNI N° 21.795.711, CUIL N° 20-21795711-8, obtuvo el título de contador público en la Universidad de Buenos Aires, así como un MBA en la Universidad Católica Boliviana, en acuerdo con Harvard University, y un Posgrado en Management de Negocios en el IAE. En el año 1997 ingresó a YPF, trabajando en Bolivia, Irán, Dubái e Irak, como finance controller y financial advisor. A partir de 2013 y hasta 2017 se desempeñó como Gerente de Administración de Sociedades Comercializadoras de YPF. En agosto de 2017 fue nombrado Gerente de Compras y Abastecimientos en YPF LUZ. Posteriormente en diciembre de 2020 fue nombrado Gerente de Recursos Humanos de YPF LUZ. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Gabriel E. Ábalos*, DNI N° 23.960.472, CUIL N° 20-23960472-3, obtuvo el Título de Contador Público, en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires, y un Certificado de Analista Financiero Internacional (*Certified International Investment Analist*) emitido por ACIIA – The Association of Certified International Investment Analysts®. Inició su carrera profesional en el año 1997 dentro de la ex firma "Arthur Andersen", en la cual se desempeñó dentro del área de auditoría de entidades financieras. En el año 2003 ingresó a YPF donde ocupó varias posiciones en las áreas de contabilidad y reporting para luego ser nombrado como Gerente de Relación con Inversores y Responsable de Relaciones con el Mercado. En el año 2013 fue nombrado Gerente de Finanzas Corporativas, posición que ocupó hasta incorporarse a YPF LUZ en el año 2018 como Gerente de Finanzas. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Edgardo Javier Latessa*, DNI N° 24.444.628, CUIL N° 20-24444628-1, obtuvo los títulos de Ingeniero Civil de la Universidad de Buenos Aires, Ingeniero Especialista en Higiene y Seguridad en el Trabajo en la Universidad Nacional de Mar del Plata y Especialista en Gas Natural y del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires. Inició su carrera profesional en el año 2001 como Supervisor de Obra del Órgano de Control de Concesiones Viales (OCCOVI). En el año 2004 ingreso a YPF donde ocupo varias posiciones en el área de Medio Ambiente y Seguridad. En el año 2014 fue nombrado Jefe de Medio Ambiente, Salud y Seguridad de YPF, posición que ocupó hasta incorporarse en la Compañía en noviembre de 2017 como Gerente Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Jorge Esteban Ravlich*, DNI N° 25.263.051, CUIL N° 20-25263051-2, obtuvo los títulos de contador público y especialización financiera en la Universidad de Buenos Aires. Asimismo, posee un EMBA del IAE. Inició su carrera profesional en el año 1997 en las empresas Pérez Companc S.A., Petrobras Argentina S.A. y Pampa Energía S.A. Participó como director en diferentes compañías y en cámaras sectoriales, a saber: Director Titular en Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (2012 / 2017); Director Titular en Termoeléctrica San Martín S.A. (2012 / 2017); Director Titular en WEBSA S.A. (2012 / 2107); Director Titular y Gerente General Enecor (2008/2017); Miembro Comisión Directiva de AGEERA (2008/2017); Miembro Comisión Directiva de ATEERA (2008/2013) y Director Titular de Distrilec S.A. (2012/2013). En el año 2017 fue nombrado Gerente Planificación Estratégica y Desarrollo de la Compañía. Actualmente se desempeña como Gerente de Negocio Eléctrico. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Julio Omar Francisco Temen*, DNI N° 26.348.007, CUIL N° 20-26348007-5, obtuvo el Título de Ingeniero, en la Universidad de Buenos Aires, un Posgrado en Desarrollo Gerencial en la Universidad Católica Argentina, y se encuentra elaborando su tesis de MBA de la misma Universidad Católica Argentina. Entre otros cargos se desempeñó en EDESUR como Proyectista de Media Tensión. Posteriormente se incorporó a la firma IBM Argentina como responsable de Energía e Infraestructura Critica entre los años 2005 y 2009. Luego ocupó el cargo de Gerente de Operaciones de la firma Aggreko Argentina hasta el año 2012. Continuó su carrera en la firma ABB Argentina, donde ocupó los cargos de Gerente de Proyectos para equipamiento de Media y Alta Tensión y posteriormente como Gerente de Unidad de Negocios para productos de Intemperie y Protecciones de Media Tensión. Ingresó a YPF en el año 2017 ocupando el cargo de Gerente Comercial de la Central Dock Sud. Posteriormente se desempeñó como Gerente de Proyectos de la Sociedad, hasta su designación como Gerente de Supply Chain el 1 de diciembre de 2020. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Carlos Mafía del Castillo*, DNI N° 30.219.831, CUIL N° 20-30219831-5, obtuvo el Título de Ingeniero Industrial en la Universidad de Buenos Aires y un Postgrado en Management Estratégico en la Universidad de Belgrano. Inicio su carrera profesional en el año 2005 en Edenor, pasando por Duke Energy y Energy Consulting Services. Ingreso en la compañía en febrero de 2019 para trabajar en la Gerencia Comercial como Jefe de Modelos y Estudios y luego como Jefe de Planificación Estratégica

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

en la Gerencia de Negocio Eléctrico. Desde enero de 2021 se desempeña como Gerente Comercial de Central Térmica Dock Sud y Participadas. Su domicilio especial es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Leonardo Limoli*. DNI N° 25.556.640, CUIL N° 20-25556640-8, obtuvo el título de contador público en la Pontificia Universidad Católica Argentina. Asimismo, posee un Posgrado en Finanzas en la Pontificia Universidad Católica Argentina, un Master en Finanzas en la Fundación de Estudios Financieros de Madrid, España y un EMBA en el IAE. Inició su carrera profesional en el año 1998 en Pistrelli, Díaz y Asociados, Deloitte, Petrobras Argentina S.A. y Energía Argentina S.A. Ingresó en la compañía en Abril de 2018 para trabajar en la Gerencia de Planificación Estratégica y Desarrollo; ese mismo año fue nombrado Gerente Comercial en Central Dock Sud S.A. Con fecha 1 de enero de 2021 fue designado Gerente Comercial de la Sociedad. Su domicilio es Av. Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sra. *Paola Julieta Gardella*, DNI N° 25.476.060, CUIL N° 27-25476060-4, obtuvo el Título de Contadora Pública en la Universidad Católica Argentina. Inició su carrera profesional en el año 1998 dentro de la ex firma "Arthur Andersen", en la cual se desempeñó en el área de auditoría externa de compañías de primera línea de la industria de Energía. En el año 2003 ingresó a Petrobras Argentina S.A. ocupando posiciones de liderazgo de la Gerencia de Administración en las áreas de Contabilidad Corporativa y Reporting, a cargo de la administración de las sociedades vinculadas del grupo en Argentina y en el exterior. Luego se ha desempeñado como Financial Controller y Gerente de Administración y Finanzas en el Grupo de Oil & Gas President Energy, con sede en Londres (Reino Unido). Desde octubre 2020 se desempeña como Gerente de Administración de YPF LUZ a cargo de las áreas de Contabilidad, Reporting, Facturación, Cobranzas, Cuentas a Pagar y Control Interno. Su domicilio especial es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sra. *Mariana Iribarne* DNI 21.925.358, CUIL N° 27.21925358-9, es Licenciada en Ciencias Políticas y Economía de la Universidad de Wake Forest, Carolina del Norte, EEUU, con una Maestría en Administración Pública de la Universidad de Columbia, Nueva York, EEUU. Inició su carrera en 1995 en el Ministerio de Economía como consultora en la Dirección Nacional de Inversión Pública. Entre 1997 y 2004 fue Asesora Económica en la Embajada de Australia y entre 2004 y 2008 fue Asesora Económica y Comercial de la Unión Europea en Argentina. En 2008 asumió como Gerente de Asuntos Corporativos de Intel Cono Sur, y entre 2012 y 2017 se desempeñó como Gerente de Asuntos Públicos en General Electric Argentina, dando soporte a todos los negocios de esa compañía. Entre 2017 y 2018 fue Gerente de Asuntos Públicos de Visa en Cono Sur. Mariana se sumó a YPF Luz en junio de 2018. En junio de 2018 ingresó a YPF LUZ como Gerente de Relaciones Institucionales. Su domicilio es Av. Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Alberto Bosch*, DNI N° 23.327.444, CUIL N° 20-23327444-6, obtuvo el título de Ingeniero Industrial del Instituto Tecnológico Buenos Aires y un master en Busines Administration en el IAE. Previo a su incorporación a YPF, desarrolló la mayor parte de su carrera profesional en ESSO Argentina (1996 al 2006) en diversas posiciones en el área de Fuels Marketing y en TENARIS (2006 al 2018) en el área de TI, desempeñándose en la gerencia de aplicaciones y mejora continua de procesos de negocio. Durante esos años gestionó proyectos de implementación de ERPs, re-ingeniería de procesos y soluciones integrales de tecnología (Software y hardware) en diferentes compañías del grupo en varios países de Europa (Noruega, Rumania e Italia), de América del Norte (Canadá, México y USA) y de América del Sur (Argentina, Colombia y Ecuador). Desde agosto del año 2018 está a cargo de la Gerencia de Procesos y Tecnología de la Compañía. Su domicilio especial es Av. Córdoba 111 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Comisión Fiscalizadora

De acuerdo a lo establecido en el artículo decimoquinto de los Estatutos Sociales y en las normas legales vigentes, la fiscalización de la Sociedad será ejercida por una comisión fiscalizadora compuesta por 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes. Los síndicos duran un año en sus funciones y podrán ser reelegidos indefinidamente. De acuerdo a la Ley General de Sociedades, solamente pueden ser síndicos abogados o contadores públicos, con título habilitante, o sociedades con responsabilidad solidaria constituida exclusivamente por estos profesionales.

Las principales responsabilidades de la comisión fiscalizadora de la Sociedad son fiscalizar el cumplimiento por parte de la Sociedad de la Ley General de Sociedades y demás normas aplicables, de los Estatutos Sociales y de las resoluciones adoptadas por los accionistas. Entre sus, funciones se incluyen, entre otras: (i) supervisar e inspeccionar los libros y registros corporativos cuando lo estime necesario, pero al menos trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones de directores y asambleas de accionistas; (iii) elaborar un informe anual relativo a la situación económica de la Sociedad y someterlo a consideración de los accionistas en la asamblea anual ordinaria; (iv) convocar una asamblea extraordinaria de accionistas cuando se estime necesario, por iniciativa propia o por solicitud de los accionistas, o una asamblea ordinaria cuando el directorio de la Sociedad no la convoque; (v) supervisar y controlar el cumplimento por la Sociedad de las leyes y normas, el estatuto y las resoluciones de los accionistas; y (vi) examinar los reclamos por escrito de los accionistas que representen al menos el 2% del capital social.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

En el ejercicio de dichas funciones, la comisión fiscalizadora no controla las operaciones de la Sociedad ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

Los miembros de la comisión fiscalizadora serán designados de la siguiente forma:

- la Clase A de acciones tendrá derecho a designar 2 miembros titulares y 2 miembros suplentes y designará al presidente de la comisión fiscalizadora; y
- la Clase B de acciones tendrá derecho a designar 1 miembro titular y 1 miembro suplente y designará al vicepresidente de la comisión fiscalizadora.

En caso de que las Clases A y B representen, cada una de ellas, el 50% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces:

- la Clase A tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente;
- la Clase B tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente; y
- ambas clases designarán en conjunto 1 síndico titular y 1 síndico suplente. En este último caso el presidente y vicepresidente de la comisión fiscalizadora serán designados anualmente y en forma alternada por la Clase A y la Clase B.

Asimismo, si la Clase A de acciones llegase a representar más del 87,5% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes, además del derecho a designar al presidente y al vicepresidente de la comisión fiscalizadora.

En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa de un síndico titular, éste será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de la comisión fiscalizadora siguiente, por un síndico suplente o un nuevo síndico titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al síndico titular que se encuentre ausente o haya cesado en su cargo.

La comisión fiscalizadora sesiona con la presencia y voto de al menos dos de sus miembros, haciendo constar sus resoluciones en un libro de actas. Si hubiera un miembro de la comisión fiscalizadora disidente podrá fundar su voto y tendrá los derechos, atribuciones y deberes del artículo 294 de la Ley General de Sociedades y sus modificatorias.

A continuación, se detalla la composición de la comisión fiscalizadora de YPF LUZ y la fecha en la cual sus integrantes fueron originalmente designados para cumplir funciones como tales:

Nombre	**Cargo**	**Clase**	**Mandato**	
			Desde	**Hasta**
Luis Rodolfo Bullrich	Síndico Titular	Clase A	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Marcela Inés Anchava	Síndico Titular	Clase A	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Santiago Carregal	Síndico Titular	Clase B	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Nicolás Perkins	Síndico Suplente	Clase A	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Francisco Muruzeta	Síndico Suplente	Clase A	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Diego Agustín Chighizola	Síndico Suplente	Clase B	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021

Todos los miembros de la comisión fiscalizadora son independientes en virtud de las disposiciones de las Resoluciones Técnicas emitidas por la FACPCE y, por consiguiente, en virtud de las Normas de la CNV.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la comisión Fiscalizadora de la Emisora y los órganos de administración y/o de fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen en su caso:

El Sr. *Luis Rodolfo Bullrich*, DNI N° 14.886.217, C.U.I.T. N° 20-14886217-7, es abogado, por la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires con un posgrado en economía dictado por el ESEADE en la Cámara Argentina de Comercio. Miembro del Colegio Público de la Capital Federal. Reconocido como Leading Individual por la publicación internacional Chambers &

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

Partners, The Client´s Guide, 2016 en el área Dispute Resolution. Desde el año 2001 es socio de Nicholson y Cano, a cargo del departamento de Arbitrajes y Litigios. Asesora en temas judiciales a empresas tales como YPF, HSBC, ICBC, The Bank of Tokyo, Sancor, Ledesma, QBE, Zurich, Schlumberger, Mitsubishi y Panasonic, entre otros clientes corporativos. Su domicilio es San Martin 140, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Srta. *Marcela Inés Anchava*, DNI N° 20.537.768, CUIT N° 27.20537768-4, es abogada, egresada cum laude de la Universidad de Buenos Aires. Ha sido socia del estudio Cárdenas y es socia del estudio Nicholson y Cano Abogados desde 2013. Sus áreas de especialidad son la corporativa y la defensa de la competencia. Es síndico de varias sociedades del grupo YPF. Su domicilio es San Martín 140, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Santiago Carregal*, DNI N° 14.062.395, CUIL N° 20-14062395-5, es abogado, egresado de la Universidad de Buenos Aires, obtuvo un máster en Derecho en la University of Illinois, EE.UU. Se ha desempeñado como asociado extranjero de la firma Shearman & Sterling, en New York, fue Vice-President and Assistant General Counsel del JP Morgan, sucursal Buenos Aires, y socio de la firma Carregal & Funes de Rioja. Actualmente, es el Presidente de Marval, O'Farrell & Mairal y lidera el departamento de bancos y finanzas. Es miembro del Comité de Abogados de Bancos de la República Argentina, y es profesor de posgrado en la Universidad de Buenos Aires, la Universidad Austral y la Universidad Católica Argentina. Su domicilio especial es Av. Leandro N. Alem 882, piso 13°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Nicolás Perkins*, DNI N° 23.277.013, CUIT N° 23-23277013-9, es abogado, egresado de la Pontificia Universidad Católica Argentina, con un máster in Comparative Jurisprudence de New York University School of Law y un Executive máster in Business Administration del IAE Business School (Magna cum Laude). Es socio del estudio Nicholson y Cano Abogados con principal foco en Derecho Comercial y de los Recursos Naturales. Fue director y miembro del Comité de Auditoría de Petrobras Energía S.A. (2004-2007) y actualmente es director de la Sociedad Anónima Importadora y Exportadora de la Patagonia (La Anónima) (2016 – en adelante) entre otras varias sociedades. Su domicilio es San Martín 140, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Francisco Muruzeta*, DNI N° 24.337.249, CUIL N° 20-24337249-7, es abogado, egresado de la Pontificia Universidad Católica Argentina. Es socio del estudio Nicholson y Cano Abogados con principal foco en Derecho Corporativo y de Defensa de la Competencia. Su domicilio es San Martín 140, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Diego Agustín Chighizola*, DNI N° 26.133.615, CUIL N° 20-26133615-5, es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina, obtuvo una Maestría en Derecho de la School of Law, Columbia University y una Maestría en Finanzas de la Universidad del CEMA. Se ha desempeñado como asociado extranjero en Cleary, Gottlieb, Steen & Hamilton, New York. Actualmente, es socio de Marval, O'Farrell & Mairal y se especializa en bancos y finanzas, mercado de capitales, fusiones y adquisiciones, y desarrollo y financiamiento de proyectos inmobiliarios. Es profesor de Derecho de los Negocios en la carrera de Abogacía de la Universidad de San Andrés y dicta cursos en la Universidad del CEMA y en la Universidad Austral. Su domicilio especial es Av. Leandro N. Alem 882, piso 13°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Comité de Auditoria

De acuerdo con el artículo 109 de la Ley de Mercado de Capitales, únicamente las sociedades que realicen oferta pública de sus acciones deberán constituir un comité de auditoría. En consecuencia, la Sociedad no se encuentra obligada a crear un comité de auditoría hasta tanto sus acciones no se encuentren admitidas al régimen de oferta pública.

Asesores legales

Las cuestiones legales que se rigen por el derecho argentino serán analizadas por el Estudio O´Farrell, nuestros asesores legales en Argentina. El Estudio O'Farrell tiene su domicilio en Av. De Mayo 645/651, (C1084AAB), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sociedad no cuenta con asesores contables, impositivos y financieros.

Auditores

Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron auditados por el Sr. Diego O. De Vivo DNI N° 21.552.635, CUIT 20-21552635-7, socio de la firma Deloitte & Co. S.A. Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron auditados por el Sr. Mariano Rodriguez Barrios DNI N° 22.173.704, CUIT 20-22173704-1, socio de la firma Deloitte S.C., y los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 fueron auditados por el Sr. Ricardo César Ruiz, DNI N° 14.927.004, CUIT N°20-14927004-4, socio de la firma Deloitte & Co. S.A. Todos ellos se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

Balance al	Firmado por	Estudio contable	Domicilio	Matriculado en
31 de diciembre de 2020	Diego De Vivo	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190
31 de diciembre de 2019	Mariano Rodriguez Barrios	Deloitte S.C.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 259, Folio 69
31 de diciembre de 2018	Ricardo C. Ruiz	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 156, Folio 159

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

RESUMEN

Introducción

YPF LUZ es una de las principales compañías de energía eléctrica de Argentina, se dedica principalmente a la producción, comercialización y desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes convencionales (térmica) y renovables (eólica, solar y biomasa). A la fecha de este Prospecto cuenta con una capacidad instalada neta de 2.249 MW de energía, incluyendo su participación indirecta del 30% en Central Dock Sud S.A., que es titular de un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 797,5 MW y dos turbinas de Ciclo Abierto de una capacidad instalada de 36 MW cada una. La Compañía se encuentra desarrollando varios proyectos por un total de 231 MW de capacidad instalada, la que incluyen proyectos de generación de energía térmica y eólica, los cuales cuentan con PPAs adjudicados o firmados y cuya operación comercial se estima comenzará a partir del primer semestre de 2021.

La Compañía surgió como resultado del acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF el 1° de agosto de 2013 y comenzó sus actividades, como sociedad creada y controlada por YPF. Desde entonces, la Compañía se constituyó como continuadora del patrimonio escindido por Pluspetrol Energy S.A. integrado por dos centrales térmicas entre otros activos. YPF es la principal compañía de energía de la República Argentina, opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream y downstream*, es una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria y lista en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. Desde sus comienzos la Compañía se ha enfocado en mejorar la eficiencia operativa y confiabilidad de sus plantas de energía y en el desarrollo de nuevos proyectos, con la visión de ser una de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial. Como parte de la estrategia de la Compañía y a los fines de continuar con su crecimiento, en marzo de 2018 una afiliada de General Electric suscribió el 24,99% del capital social de la Compañía, quedando el porcentaje restante en manos de YPF. General Electric es una empresa industrial diversificada de más de 125 años de antigüedad con operaciones en más de 180 países y empresas que abarcan los sectores de energía, aviación y salud. El 30 de julio de 2019 - YPF Energía Eléctrica S.A. fue informado que el 100% de las acciones emitidas por GE EFS fue transferido a BNR Infrastructure Co-Investment Limited ("BNR"), una compañía privada incorporada en Reino Unido. General Electric Company es titular indirectamente del 50% de los derechos económicos de BNR y Silk Road Fund Co. Ltd es titular indirectamente del otro 50% de los derechos económicos de BNR. General Electric Company seguirá indirectamente administrando BNR.

La cartera de activos de generación en operación y en construcción de la Compañía se beneficia por la diversificación de tecnología, compradores y distribución geográfica a lo largo de Argentina. Las centrales térmicas y los proyectos térmicos de la Compañía incluyen turbinas de Ciclo Combinado, turbinas de Ciclo Abierto, turbinas de cogeneración y moto generadores. La Compañía cuenta a su vez, con dos parques de generación eólica y diversos proyectos adicionales de energías renovables que se encuentran en etapa de construcción -parques eólicos- y en etapa de desarrollo -proyectos de energía solar fotovoltaica y de biomasa-. Las plantas y parques de energía en operación, como así también los proyectos en construcción, de la Compañía no solo tienen como comprador a CAMMESA (la entidad que coordina técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica del SADI), sino que también tienen como compradores a YPF y a otros Grandes Usuarios del MEM, los cuales la Compañía espera que se amplíen y se conviertan en una parte cada vez más importante de su cartera de clientes. Durante el año 2020, los ingresos bajo Energía Base representaron un 31%, mientras que los ingresos bajo contrato representaron un 61%. En el ejercicio 2019, los ingresos bajo Energía Base representaron el 44% del total, mientras que los ingresos bajo contrato alcanzaron un 49%. Las plantas y parques de energía en operación y los proyectos en construcción de la Compañía se encuentran ubicados en la provincia de Tucumán, en la región norte de Argentina, en la provincia del Neuquén, en la región sur oeste de Argentina, en la provincia de Buenos Aires, en el centro del país y en las provincias de Chubut y Santa Cruz, en la región sur de Argentina, hecho que permite a la Compañía tener una proximidad privilegiada y estratégica respecto de sus clientes y del acceso a los nodos del SADI.

Actualmente, la Compañía posee diez centrales térmicas y dos parques eólicos en operación, incluyendo su participación patrimonial en una planta. La siguiente tabla muestra una breve descripción de las centrales térmicas y parque eólico en operación.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

Central Eléctrica	Ubicación	Capacidad Instalada	Marco Regulatorio	Tecnología	COD	Fecha de vencimiento del PPA
Central Térmica Tucumán (1)	Provincia de Tucumán	447 MW	No contractualizado (5)	Ciclo Combinado	1996/1997	N/A
San Miguel de Tucumán(1)	Provincia de Tucumán	382 MW	No contractualizado (5)	Ciclo Combinado	1995/2000	N/A
El Bracho TG(1)	Provincia de Tucumán	274 MW	PPA con CAMMESA(6)	Ciclo Abierto	Enero 2018	26 de enero de 2028
El Bracho TV	Provincia de Tucumán	199 MW	PPA con CAMMESA	Turbina de Vapor	Octubre 2020	23 de agosto de 2035
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105 MW	PPA con YPF(7)	Ciclo Abierto	Noviembre 2017	15 de noviembre de 2032
Loma Campana II	Provincia de Neuquén	107 MW	PPA con CAMMESA(6)	Ciclo Abierto	Noviembre 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este(2)	Provincia de Neuquén	17 MW	PPA con YPF	Moto Generadores	Julio 2017	31 de diciembre de 2020
LP Cogeneración I(3)	Provincia de Buenos Aires	128 MW	No contractualizado (5)	Cogeneración	1997	N/A
La Plata Cogeneración II	Provincia de Buenos Aires	89 MW	CAMMESA - YPF	Cogeneración	Octubre 2020	14 de abril de 2035
Central Dock Sud	Provincia de Buenos Aires	279 MW(4)	No contractualizado (5)	Ciclo Combinado/ Ciclo Abierto	1989/2000	N/A
Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99 MW	PPA con YPF y otros grandes usuarios	Eólica	Julio / Diciembre 2018	Varios contratos (8)
Los Teros I	Provincia de Buenos Aires	123 MW	MATER	Eólica	Septiembre 2020	Varios contratos
Total		**2.249 MW**				

(1) Parte del "Complejo Tucumán".
(2) No conectada al SADI.
(3) Adquirida a Central Puerto S. A. el 5 de enero de 2018. La planta La Plata Cogeneración I produce 190-210 toneladas de vapor por hora, la cual es vendida a YPF.
(4) Representa nuestra participación indirecta del 30% en Central Dock Sud, que posee un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 797,5 MW y dos turbinas de Ciclo Abierto de una capacidad instalada de 36 MW cada una. Central Dock Sud es operada por Enel S.A. Adicionalmente, tiene una participación de 6.4% en la Central Térmica Vuelta de Obligado (846.56 MW), del 0,471% en la Central Térmica Manuel Belgrano (865.14 MW) y del 0.423% en la Central Térmica San Martín (873 MW)
(5) Resolución N° 31/2020. Se encuentra contractualizada la venta de vapor con YPF
(6) Resolución N° 21/2016.
(7) Autogenerador distribuido.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

(8) La generación de este parque eólico está bajo 10 contratos de PPA con la industria privada. Los vencimientos de dichos contratos tienen una vigencia de hasta 21 años.

La Compañía ha desarrollado una cartera significativa de nuevos proyectos de energía, con un equipo que tiene experiencia en todo el ciclo de generación de energía eléctrica, desde la proyección y desarrollo de proyectos hasta la construcción y comercialización e inicio de operaciones de plantas para la generación de energía convencional y renovable. Actualmente la Compañía está construyendo dos parques eólicos, uno en la provincia de Buenos Aires y otro en la provincia de Santa Cruz, y una central térmica con tecnología de motores de combustión interna de alta potencia lo que conllevara una inversión total aproximada de US$ 297 millones. La siguiente tabla muestra una breve descripción de los proyectos en construcción de la Compañía.

Central Eléctrica	Ubicación	Capacidad Instalada	Compradores	Tecnología	COD Estimado	CAPEX Estimado
Cañadón León(1) (2)	Provincia de Santa Cruz	122MW	CAMMESA/ MATER	Eólica	2do trimestre 2021	164 MUSD
Central Térmica Manantiales Behr (2)	Chubut	57 MW	YPF	Moto generadores	1er trimestre 2021	63 MUSD
Los Teros II (2)	Provincia de Buenos Aires	52 MW	MATER	Eólica	2do trimestre 2021	70 MUSD
Total		**231MW**				

(1) Del total de la capacidad instalada, 99MW corresponden a PPA con Cammesa y 23MW a PPA con Mater.
(2) Las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID-19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 33 de los Estados Financieros Consolidados anuales al 31 de diciembre de 2020.

La Compañía ha celebrado PPAs de largo plazo con CAMMESA para las centrales térmicas El Bracho TG y Loma Campana II y con YPF para las centrales térmicas Loma Campana Este y Loma Campana I. A la fecha de este Prospecto, el promedio de la vida residual de los PPAs de las centrales térmicas en operación de la Compañía es de aproximadamente 10 años. Respecto a los proyectos en construcción, la Compañía celebró y/o resultó adjudicataria de PPAs con CAMMESA para Cañadón León y con el proyecto de motores de Manantiales Behr con YPF por 57 MW. Adicionalmente, la Compañía ha celebrado PPAs con otros Grandes Usuarios del MATER respecto de los cuales considera que forman parte de los grupos económicos más solventes de Argentina a fin de abastecerlos de los parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros II y una porción de 23 MW del parque eólico Cañadón León. El promedio de la vida residual de los PPAs, incluyendo los PPAs de los proyectos en construcción, de la Compañía es aproximadamente de 13 años (para los parques eólicos, la Compañía se ha basado en un factor de carga esperado de P50, siendo los factores de carga para Manantiales Behr de 60%, Los Teros I de 55%, Los Teros II de 57% y Cañadón León de 53%**.**

Para definir la capacidad de contratación de cada proyecto se ha utilizado el P50 de producción. Las centrales térmicas Tucumán, San Miguel de Tucumán, La Plata Cogeneración I y Central Dock Sud se despachan por orden de mérito y/o generación de seguridad y son remuneradas como Energía No Contractualizada. Generalmente, dicho régimen aplica a las centrales de mayor antigüedad /o cuyos contratos hayan finalizado y su remuneración se establece por resolución (desde 2013 con la publicación de la Resolución SE 95/2013) y depende de la potencia disponible de dichas centrales y su generación. Dicha remuneración es abonada por CAMMESA y, solo requiere de la publicación de una nueva resolución de la Secretaría de Energía o la autoridad energética responsable para su modificación. Actualmente, la Resolución SE N° 31/2020 de la SGE es la que establece la remuneración de los generadores térmicos, que se compone de pagos por: (a) potencia, (b) energía generada y operada (asociada a la potencia rotante en cada hora), y (c) energía generada en horas de máximo requerimiento térmico. Adicionalmente, la resolución establece que todos los conceptos sobre los que se remunera a los generadores incluidos se nominarán en Pesos, y se actualizarán mensualmente en función del IPC (60%) y el IPIM (40%) publicados por el INDEC. Asimismo, en abril de 2020, el Secretario de Energía envió a CAMMESA la Nota 24910606 a través de la cual instruye se posponga -hasta nueva decisión- la aplicación del ajuste de la remuneración a los generadores sin contratos establecido por la Resolución SE N° 31/2020 de la SGE. Bajo el régimen de Energía Base, el combustible necesario para que las centrales térmicas generen energía es suministrado por CAMMESA sin cargo y la remuneración que los generadores perciben bajo este régimen se determina sin tener en cuenta el gas natural o gasoil suministrado por CAMMESA.

La Compañía también genera y vende el vapor producido por la central térmica La Plata Cogeneración I, la cual fue adquirida a Central Puerto S.A. el 5 de enero de 2018 y posee una capacidad instalada de entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora. El vapor producido es vendido a YPF bajo un contrato de suministro de 15 años de duración desde enero de 2018.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

Las centrales térmicas de la Compañía son confiables y eficientes para el sector energético argentino. Las centrales térmicas Loma Campana I, Loma Campana II y Loma Campana Este, están ubicadas en la zona de explotación de hidrocarburos no-convencionales conocida como "Vaca Muerta", en la Provincia de Neuquén y comenzaron sus operaciones comerciales el 7 de noviembre de 2017, el 30 de noviembre de 2017 y el 13 de julio de 2017, y tienen una capacidad instalada de 105 MW, 107 MW y 17 MW, respectivamente. Las centrales térmicas Loma Campana I y en Loma Campana II operan conectadas a SADI con turbinas de gas a Ciclo Abierto del tipo aeroderivativas, marca General Electric, modelo LMS-100, con la mayor eficiencia disponible en el mercado para dicha tecnología, , mientras en Loma Campana Este, ubicada en las instalaciones de YPF en Neuquén, opera con moto generadores marca Jenbacher, modelo J-420 de gas que no están conectados al SADI y que suministran la energía producida directamente a YPF, como autogenerador.

La central térmica El Bracho TG posee una turbina de gas marca General Electric con una capacidad instalada de 274 MW. Esta central térmica comenzó su operación comercial el 27 de enero de 2018. El Bracho TG está ubicada en la Provincia de Tucumán y forma parte del Complejo Tucumán que abarca las centrales térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán de la Compañía. La central térmica Tucumán posee un Ciclo Combinado con dos turbinas de gas Siemens, una turbina de vapor General Electric y dos calderas de recuperación de calor ("HRSG") Nooter Eriksen y tiene una capacidad instalada de 447 MW. La central térmica San Miguel de Tucumán también posee un Ciclo Combinado con dos turbinas de gas General Electric, una turbina de vapor Alstom y dos turbinas de vapor *Cockerill Maintenance & Ingénierie* ("CMI") HRSG con una capacidad instalada combinada de 473 MW. A partir del 5 de enero de 2018, la Compañía adquirió la central térmica La Plata Cogeneración I, ubicada en la Provincia de Buenos Aires en el Complejo Industrial La Plata de YPF. La central tiene una capacidad instalada de 128 MW y genera un volumen de vapor de entre 190tn/h y 210tn/h.

La Compañía tiene una participación indirecta de 30% en Central Dock Sud, central térmica ubicada en la Provincia de Buenos Aires con una capacidad instalada de 797,5 MW de turbinas de Ciclo Combinado y 72 MW de capacidad instalada de dos turbinas de Ciclo Abierto (de 36 MW cada una). Adicionalmente, la Compañía tiene una participación del 6,4% en la Central Térmica Vuelta de Obligado (846,56 MW), del 0,471% en la Central Térmica Manuel Belgrano (865,14 MW) y del 0,423% en la Central Térmica San Martín (873 MW). La gestión de dicha planta es realizada por personal propio de esa sociedad con criterios fijados de común acuerdo por sus accionistas.

Impacto de la pandemia generada por el COVID-19

Con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró pandemia al brote de Coronavirus (Covid19), debido a su rápida propagación por el mundo, habiendo afectado a más de 190 países. La mayoría de los gobiernos están tomando medidas restrictivas para contener la propagación.

En la República Argentina, donde opera la Compañía, el 12 de marzo de 2020 a través del Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo Nacional N°260/2020, y sus modificatorios, se decretó la emergencia sanitaria para la gestión de la situación de crisis ocasionada por el COVID-19, y finalmente, como consecuencia de la pandemia Covid-19, con fecha 19 de marzo el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N°297/2020 que declaró el aislamiento social, preventivo y obligatorio, que se fue prorrogando sucesivamente hasta ponerse en vigencia un esquema de distanciamiento social, preventivo y obligatorio que permanece aún vigente. Con fecha 11 de marzo de 2021, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 167/2021, el Poder Ejecutivo Nacional extendió la emergencia sanitaria para la gestión de la situación de crisis ocasionada por el COVID-19 establecida por el Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo Nacional N°260/2020, y sus modificatorios, hasta el 31 de diciembre de 2021, inclusive. Mediante el dictado del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1033/2020, el Poder Ejecutivo Nacional estableció, desde 20 de diciembre de 2020 hasta el 31 de enero de 2021, la medida de "distanciamiento social, preventivo y obligatorio" para todas las personas que residan o transiten en los aglomerados urbanos, partidos y departamentos de las provincias argentinas, en tanto estos verifiquen en forma positiva la totalidad de los siguientes parámetros epidemiológicos: (i) el sistema de salud debe contar con capacidad suficiente y adecuada para dar respuesta a la demanda interna; (ii) El aglomerado urbano, departamento o partido no debe estar definido por la autoridad sanitaria nacional como aquellos que poseen "transmisión comunitaria sostenida" del virus SARS-CoV-2; (iii) La razón de casos confirmados, definida como cociente entre el total de casos confirmados de las últimas dos semanas epidemiológicas cerradas y el total de casos confirmados correspondientes a las dos semanas previas, deberá ser inferior a (0,8). Dicha medida fue prorrogada en sucesivas oportunidades por el Poder Ejecutivo Nacional, la última prórroga, a la fecha de este Prospecto, fue establecida mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 168/2021 del 12 de marzo de 2021, estableció una nueva prórroga del distanciamiento social, preventivo y obligatorio que regirá desde el 13 de marzo de 2021 hasta el 9 de abril de 2021, inclusive. Sin perjuicio de la aplicación de las medidas adoptadas para la mitigación de los efectos de la pandemia generada por el virus SARS-CoV-2, se declaró que la generación eléctrica constituye un servicio esencial y se permitió su operación desde el inicio del aislamiento, mientras que las obras de infraestructura eléctrica se declararon esenciales a partir del 6 de abril de 2020.

Hasta el momento las medidas derivadas de la pandemia incluyen entre otras, la prohibición de despidos sin causa justificada, por razones de reducción de trabajo o fuerza mayor; restricción general sobre el desplazamiento de personas no afectadas a actividades esenciales, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, cierre de ciertas instituciones públicas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la operación de museos y atracciones turísticas. Sin embargo, el establecimiento de la medida de

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

"distanciamiento social, preventivo y obligatorio" permitió la flexibilización de actividades, entre otros, como el dictado de clases en establecimientos de educación primaria, secundaria, la explotación de establecimientos gastronómicos, centros turísticos y cines.

Las medidas derivadas de la pandemia Covid-19 están afectando de forma significativa la economía nacional, regional y global, debido a dificultades en las cadenas de suministro y al aumento significativo de la incertidumbre económica, evidenciado por mayor volatilidad del precio de activos y tipos de cambio y disminución de las tasas de interés a largo plazo.

A principios de 2020 era difícil predecir que íbamos a sufrir cambios tan agudos y acelerados como los provocados por la pandemia del COVID-19. En estos tiempos inciertos, nuestra misión y valores han sido la guía de nuestras decisiones. En marzo, cuando estalló la pandemia, nos adaptamos rápidamente, continuamos operando nuestras plantas de energía para garantizar un servicio esencial para toda la población. Establecimos un comité de crisis que se reunió diariamente y desarrollamos protocolos para garantizar la seguridad de nuestra gente que fue un ejemplo en el sector.

Se gestionaron permisos y autorizaciones para reiniciar las obras de construcción de forma segura, permitiendo a YPF Luz ser una de las primeras empresas en reiniciar la construcción de las centrales eléctricas que hoy nos permiten tener una empresa más grande y robusta.

Adicionalmente. propusimos 4 objetivos básicos que nos propusimos en los que centrarnos en 2020:

1. Velar por la seguridad de nuestros empleados y un estrecho apoyo y comunicación en un momento inédito e incierto.

2. Explorar alternativas para mitigar el impacto en las finanzas de la empresa.

3. Atención a clientes y proveedores. Esto requiere un diálogo abierto y constante con ellos, y explorar un diálogo fluido y la flexibilidad para adecuar los contratos y las condiciones de pago en medio de una alta incertidumbre.

4. Centrándose en el desarrollo de la formación eEmployee, para ser más fuertes para crecer y aprovechar las oportunidades. Aprovechamos las nuevas herramientas para enfocarnos en la capacitación del desarrollo de los empleados, para estar listos para adaptarse y crecer. A pesar de que, a la fecha de emisión del presente Prospecto, no hubo impactos presentes significativos, persiste la incertidumbre respecto a los impactos finales que estos eventos podrían tener sobre la situación patrimonial y financiera de la Sociedad, sobre sus resultados o sobre sus flujos de efectivo. Sin embargo, la Dirección de la Sociedad considera que las circunstancias descriptas no invalidan la aplicación de políticas contables correspondientes a una empresa en marcha en la preparación de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2020.

Los potenciales impactos derivados de la incertidumbre mencionada previamente sobre la actividad del Grupo que podrían esperarse son los siguientes

- Disminución en nuestras ventas de generación de energía como consecuencia de una caída general de la demanda de energía eléctrica;
- Problemas de cobro de las distribuidoras de electricidad, afectando la capacidad de CAMMESA para hacer frente con sus obligaciones de pago hacia la Compañía.
- Deterioro de las condiciones financieras de nuestros clientes mayoristas, afectando negativamente su capacidad de pagar nuestros créditos y, en consecuencia, afectando nuestra condición financiera.
- Atrasos en la ejecución de nuestros proyectos en desarrollos, derivados de problemas de movilización de nuestros contratistas y eventuales mayores costos de construcción, los que podrían generar a su vez penalidades bajo los PPA con CAMMESA y clientes privados.
- Dificultades en la cadena de suministro, por reducción o suspensión de la producción de los insumos básicos que utiliza la Sociedad en su proceso productivo e impacto en los gastos relacionados.

La Dirección de la Compañía ha tomado medidas tanto sanitarias - con protocolos de prevención de Covid-19, operativos y de obras - para garantizar la continuidad de sus actividades, garantizando la producción y procurando minimizar demoras de las obras. Adicionalmente se han tomado decisiones para minimizar los costos, optimizar los contratos vigentes y asegurar los ingresos. Durante el ejercicio 2021, la Compañía 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 Sociedad y sobre los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo correspondientes.

Fortalezas competitivas

Activos de generación de alta calidad y desempeño operativo confiable y eficiente que cuentan con tecnología y distribución geográfica diversa que permite abastecer y garantizar las diferentes demandas de los clientes actuales y futuros.

La Compañía cuenta con diez centrales térmicas de alta calidad en operación en los que opera turbinas de Ciclo Combinado, turbinas para cogeneración, turbinas aeroderivadas de alta eficiencia y moto generadores, dos parques eólicos, ubicándose uno de ellos entre los mejores en su tipo en términos de récords de generación, con un proyecto térmico en construcción en los que operará moto

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

generadores. A su vez, la Compañía posee dos proyectos de parques eólicos que se encuentran en construcción, Los Teros II en la localidad de Azul, provincia de Buenos Aires y el proyecto Cañadón León en la provincia de Santa Cruz. Por otra parte, tiene una cartera de proyectos renovables que incluye proyectos de generación de energía solar, nuevos proyectos eólicos y biomasa y proyectos térmicos de moto generación y ciclo combinado, entre otros. Las centrales térmicas en operación de la Compañía poseen niveles de eficiencia relativamente altos debido al uso de tecnologías modernas y eficientes combinadas con el mantenimiento regular de las mismas que es llevado a cabo por sus empleados, quienes están altamente capacitados, utilizando proveedores de primer nivel. El parque eólico Manantiales Behr durante el año 2020 registró un factor de carga de 59,3% (superior a 60% en 2019), ubicándolo como uno de los parques eólicos de mayor eficiencia mundial. El parque eólico Los Teros, que entró en operación en septiembre 2020, registró un factor de carga de 51,2%, si bien se espera que su factor de carga – promedio anual – sea de 55%. Asimismo, los parques eólicos en construcción de la Compañía se encuentran ubicados en áreas con condiciones de viento muy favorables y cada uno tiene un factor de carga esperado superior al 50% (57% para Los Teros II y 53% para el parque eólico Cañadón León). Las plantas operativas y proyectos en construcción de la Compañía se encuentran ubicados en las regiones norte, centro y sur de Argentina, continuando con la diversidad geográfica que la caracteriza y brindando a la Compañía flexibilidad para acceder a los distintos puntos de interconexión del SADI, protegiéndola de las restricciones de transmisión del SADI derivadas de fallas del sistema y de la instalación de nueva capacidad**.**

Nuevos proyectos que darán crecimiento y aumentarán la rentabilidad

La Compañía basa su exitosa trayectoria en la adjudicación de contratos de venta de energía de largo plazo con CAMMESA (en las licitaciones térmicas y renovables llevadas a cabo por el Gobierno Nacional en los años 2016 y 2017). y clientes industriales de primer nivel, entre los que destaca YPF S.A. Esto, junto a la construcción oportuna e inicio de operaciones de las centrales térmicas y parques eólicos en operación y a la eficiencia y seguridad operativa, han demostrado la capacidad de la Compañía para obtener, ganar y desarrollar nuevos proyectos a precios competitivos, y de esta forma cumplir con los plazos de construcción establecidos y operar y mantener las plantas de energía de acuerdo con los estándares de la industria. Actualmente la Compañía posee 231 MW de capacidad en construcción, que consta de 57,5 MW de energía térmica y 174,5 MW de energía renovable, que se espera comiencen a operar comercialmente a partir del primer semestre 2021. Además, la Compañía posee una cartera amplia de proyectos térmicos y renovables los cuales esperan las condiciones de mercado que hagan que los Grandes Usuarios del MEM tengan interés en seguir contratando y que las condiciones del mercado financiero sean aptas para continuar con el desarrollo de dichos proyectos

Accionistas de relevancia local e internacional

La Compañía forma parte de un grupo económico compuesto por YPF con un 75,01% (2,30783% a través de su subsidiaria OPESSA) y por un vehículo de inversión controlado por General Electric con un 24,99 %. YPF es la principal compañía de energía de la República Argentina, opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream y downstream.* Es una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria y listada en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. YPF también es el mayor usuario de energía eléctrica de Argentina, hecho que la convierte en el comprador privado de energía más importante del país con PPAs firmados por más de 200 MW. General Electric es una empresa industrial diversificada de más de 125 años de antigüedad con operaciones en más de 180 países y empresas que abarcan los sectores de energía, aviación y salud. Los accionistas de la Compañía prestan un apoyo significativo a las centrales de la Compañía y a sus planes de expansión proveyendo la tecnología y el soporte técnico necesario para alcanzar los objetivos establecidos. En Julio de 2019 el 100% de las acciones emitidas por GE EFS, accionista titular del 24,99% de nuestro capital social, fueron transferidas a BNR, una compañía privada incorporada en Reino Unido. General Electric Company es titular indirectamente del 50% de los derechos económicos de BNR y Silk Road Fund Co. Ltd es titular indirectamente del otro 50% de los derechos económicos de BNR. General Electric Company seguirá indirectamente administrando a BNR.

Contratos de compra/venta de energía eléctrica a largo plazo (PPA) denominados en dólares estadounidenses

Los ingresos de la Compañía provienen sustancialmente de la celebración de los distintos PPAs de largo plazo denominados en dólares estadounidenses. Los ingresos de las centrales térmicas más nuevas de la Compañía provienen de los de PPAs denominados en dólares estadounidenses que la Compañía ha celebrado con CAMMESA y con YPF cuyos plazos son de entre 10 y 20 años (con la excepción del acuerdo de Loma Campana Este que fue renovado durante 2020 por dos años adicionales). Los PPAs existentes que la Compañía ha celebrado para las centrales de generación térmica establecen remuneraciones por la potencia disponible, es decir por la disponibilidad de las centrales térmicas de la Compañía, como así también por la energía generada y efectivamente despachada y los contratos de largo plazo de vapor en el caso de las cogeneraciones. Por otro lado, los parques eólicos Manantiales Behr y Los Teros I, también cuentan con contratos de PPA de largo plazo en dólares estadounidenses por el 100% de su producción con YPF y diferentes clientes industriales. Adicionalmente, la Compañía posee una central térmica y dos parques eólicos en construcción cuyos ingresos se obtendrán de PPAs denominados en dólares estadounidenses los que ya han sido firmados o adjudicados. Los ingresos bajo contrato, provenientes de los PPAs de los proyectos de energías renovables provendrán de energía efectivamente despachada, dado que dichos proyectos cuentan con prioridad de despacho otorgada por CAMMESA.

Experimentado equipo directivo fortalecido con ejecutivos de amplia trayectoria en la industria

La Compañía cuenta con equipo directivo que posee una amplia trayectoria en la industria energética y en el ámbito financiero, que ha permitido gran éxito a la hora de identificar oportunidades de inversión atractivas, estructurar planes de negocio innovadores y

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

llevar a cabo transacciones complejas de manera muy eficiente. Un claro ejemplo de ello es la expansión que la Compañía ha obtenido desde su formación en 2013 (paso de tener una capacidad instalada de 829 MW en 2013 a una capacidad instalada de 2.249 MW a la fecha de este Prospecto). Otra muestra de la solidez en la gestión del equipo directivo se ve en la cantidad y diversidad de los proyectos que se culminaron durante la pandemia sumado a los proyectos que actualmente se encuentran en construcción por un total de 231 MW a la fecha de este Prospecto. A su vez, el personal de la Compañía cuenta con la experiencia, el conocimiento y la formación adecuada para operar y mantener los activos en operación y mejorar los niveles de eficiencia. Esta combinación entre un equipo directivo experimentado y un personal técnico operativo altamente calificado contribuye a la capacidad de la Compañía para operar eficientemente sus activos en operación, identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de alta calidad e integrar los negocios que adquiere o desarrolla y hacer de la Compañía una empresa eficiente rentable y sustentable.

Estrategia de negocios

La misión de la Compañía es ser una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sustentable, que optimiza el uso de los recursos naturales y contribuye al desarrollo energético del país y los mercados en los que participa. Su visión consiste en ser una de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial.

A pesar de que la Compañía tiene 7 años de antigüedad en el sector de generación de energía eléctrica, ha generado una cultura basada en valores como son la orientación a resultados, compromiso, sustentabilidad, pasión, trabajo en equipo, agilidad e integridad, que le ha permitido ser uno de los actores más importantes del mercado eléctrico argentino. Está fuertemente comprometida con el crecimiento del país y la generación de valor tanto para sus accionistas y otras partes interesadas. Invierte para aumentar el tamaño de su portafolio de activos de forma balanceada, diversificada e integrada, focalizándose en aprovechar, en forma rentable y eficiente, la mayor cantidad de oportunidades disponibles en cada momento bajo un entorno de precios competitivos.

El Plan Estratégico 2021-2025 de la Compañía, se basa en aumentar la capacidad instalada de generación térmica eficiente y renovable mediante nuevos desarrollos y adquisiciones, y consolidar la compañía para asegurar el crecimiento en forma sustentable, con rentabilidad y generación de valor.

Para llevar adelante este plan, se definieron los siguientes lineamientos estratégicos:

- Crecimiento sustentable con rentabilidad y disciplina financiera;
- Búsqueda del liderazgo en el mercado de generación con foco en las energías renovables;
- Garantizar soluciones energéticas competitivas para nuestros clientes
- Operaciones y procesos eficientes, confiables, transparentes, íntegros y seguros;
- Desarrollar y fortalecer nuestra gente como elemento diferenciador; y
- Sustentabilidad social, ambiental y gobierno corporativo en nuestras operaciones;

En consecuencia, se definieron los objetivos estratégicos, agrupados en cuatro perspectivas:

Financiera:

- Robustecer la compañía para asegurar el crecimiento en forma sustentable, con rentabilidad y generación de valor; y
- Mantener solvencia financiera que permita aprovechar oportunidades de crecimiento.

Mercado y entorno:

- Consolidar la participación de mercado, con liderazgo en renovables;
- Generar soluciones energéticas integradas que permitan el desarrollo y aseguren la sostenibilidad de la compañía;
- Ser el principal proveedor de energía de YPF S.A.; y
- Ser reconocido como un referente del Mercado de Energía Argentino.

Procesos internos:

- Asegurar la excelencia operativa con altos estándares, optimización de costos y mejora de procesos;
- Gestionar efectivamente la relación con todas las partes interesadas;
- Gestionar eficientemente con integridad el cumplimiento con las normativas, políticas, procesos y altos estándares; y
- Alcanzar la excelencia en la sustentabilidad social, ambiental y gobierno corporativo.

Nuestra gente:

- Consolidar el equipo con espacio para la diversidad;
- Mantener un alto nivel de conocimiento técnico y profesionalismo;
- Fortalecer el liderazgo; y

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

- Sentirse orgulloso de pertenecer.

Información de contacto

Nuestras principales oficinas administrativas están ubicadas en Avenida Córdoba 111, (C1054AAA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina; nuestro número de teléfono general es (5411) 5441-5400 y nuestra dirección de correo electrónico es inversores.ypfee@ypf.com. Nuestro sitio web es www.ypfluz.com . La información que contiene dicho sitio web no se encuentra incluida como referencia en el presente Prospecto y no se la considerará parte de él.

Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

Este resumen detalla información importante sobre este Programa. Se recomienda leer este Prospecto en su totalidad. Para mayor información sobre la serie en particular de obligaciones negociables que se propone comprar, el inversor también debe revisar el Suplemento de Precio aplicable. Los términos del respectivo Suplemento de Precio para una clase o serie de obligaciones negociables podrán reemplazar la descripción de las obligaciones negociables contenida en el presente, únicamente en beneficio de los inversores.

Las referencias en el presente Prospecto a "obligaciones negociables" equivalen a obligaciones negociables que podemos emitir en el marco de este Programa, salvo que el contexto indique lo contrario.

Emisora	YPF Energía Eléctrica S.A.
Colocadores	Los eventuales colocadores respecto de cada clase o serie de obligaciones negociables se designarán en el respectivo Suplemento de Precio correspondiente a cada serie de obligaciones negociables.
Monto del Programa	Podremos emitir obligaciones negociables por un monto de capital máximo en circulación en cualquier momento de US$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas); teniendo en cuenta que, sujeto a la previa aprobación de la CNV, podemos modificar el Programa para aumentar el valor nominal total de obligaciones negociables que pueden ser emitidas en el marco del Programa en cualquier momento, sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables.
Duración del Programa	El plazo de duración del Programa será de 5 años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV. Dentro de dicho plazo podrán emitirse obligaciones negociables con posibilidad de reemitir clases y/o series que se amorticen hasta el valor total máximo en circulación permitido.
Emisión en Clases y/o Series	Dentro de cada clase, podremos emitir series de obligaciones negociables, sujeto a términos idénticos a los de las demás series de dicha clase, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Estableceremos los términos específicos de cada clase en un Suplemento de Precio de este Prospecto. Podrán reemitirse nuevas clases y/o series que se amorticen dentro de los plazos previstos en este Programa, siempre que el monto de capital de las clases y/o series que se encuentren en circulación dentro del Programa no supere el monto total máximo de US$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas).
Rango	Las obligaciones negociables emitidas en este Programa calificarán como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la ley argentina y serán emitidas con ajuste a todos los requerimientos de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables y cumplirán todos sus términos. Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con garantía común sobre nuestro patrimonio, y en todo momento tendrán igual prioridad de pago que todo nuestro otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho). Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados y tendrán privilegio, con el alcance de la garantía, sobre todo su otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

	Si lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas que estarán en todo momento en inferior prioridad de pago al de nuestro endeudamiento garantizado y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestro endeudamiento no garantizado y no subordinado (así como las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho).
Precio de Emisión	Podremos emitir obligaciones negociables a su valor nominal o a descuento o prima de su valor nominal, según detalle el respectivo Suplemento de Precio. El Precio de Emisión de las obligaciones negociables será concertado por nosotros y el(los) colocador(es) relevante(s) al momento de la emisión, tal como se establecerá en el Suplemento de Precio respectivo.
Monedas	Podremos emitir obligaciones negociables en cualquier moneda según especifique el respectivo Suplemento de Precio. También podremos emitir obligaciones negociables con capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.
Vencimientos	Podremos emitir obligaciones negociables con vencimientos en la fecha especificada en el Suplemento de Precio respectivo, la cual deberá ser de no menos de 7 días hábiles desde la fecha de emisión o el período mínimo establecido bajo la regulación de la CNV.
Intereses	Las obligaciones negociables podrán devengar intereses a una tasa fija o con un margen por sobre o debajo de una tasa variable en base a la tasa LIBOR, las tasas del Tesoro estadounidense o cualquier otra tasa base, o por referencia a un índice o fórmula según se indique en el respectivo Suplemento de Precio. También podremos emitir obligaciones negociables que no devenguen intereses, según pudiera especificar el respectivo Suplemento de Precio.
Rescate	El respectivo Suplemento de Precio podrá disponer que las obligaciones negociables de una serie podrán ser rescatadas a opción nuestra y/o a opción de los tenedores, en su totalidad o en parte, al precio o a los precios especificados en el Suplemento de Precio aplicable. El rescate parcial se realizará proporcionalmente.
Rescate por Cuestiones Impositivas	Las obligaciones negociables podrán ser rescatadas por nosotros en su totalidad, no en forma parcial, a un precio igual al 100% del monto de capital más intereses devengados e impagos en caso de ocurrir ciertos supuestos fiscales en Argentina. Véase "*De la Oferta y la Negociación—Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate y Recompra—Rescate por Cuestiones Impositivas*".
Oferta de Recompra	El Suplemento de Precio correspondiente podría disponer que, ante ciertos acontecimientos allí descriptos, se nos exija que realicemos una oferta para recomprar obligaciones negociables de la respectiva serie a un precio establecido en y de acuerdo con las condiciones del Suplemento de Precio respectivo.
Recompra por Cambio de Control	Salvo que se especifique de otro modo en el Suplemento de Precio aplicable a una serie de obligaciones negociables, ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control, la Compañía hará una oferta para comprar todas las Obligaciones Negociables de cada serie, en un monto igual al monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos, siempre que el monto principal de dicha obligación negociable no sea inferior al monto mínimo de suscripción autorizado (o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos), a un precio de compra en efectivo equivalente al 101% (ciento un por ciento) del monto de capital de obligaciones negociables más los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta la fecha de compra. Véase "*De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate y Recompra – Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control*"
Compromisos	El presente Prospecto contiene ciertos compromisos que, sujeto a importantes excepciones y salvo que se dispusiera de otro modo en el Suplemento de Precio relativo a una serie de obligaciones negociables, limitan nuestra capacidad de incurrir en ciertos gravámenes y, salvo que cumplamos con ciertos requisitos, limitan nuestra capacidad de fusionarnos, consolidarnos o transferir la totalidad o sustancialmente la totalidad de nuestros activos. Véase "*De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Compromisos*".

Destino de los Fondos	Emplearemos el producido neto proveniente de la emisión de obligaciones negociables en el marco de este Programa, en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y otras regulaciones aplicables, según lo especificado en el Suplemento de Precio correspondiente, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, integración de capital de trabajo en Argentina; (ii) a la refinanciación de pasivos; y/o (iii) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a nosotros, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique a los destinos antes especificados, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor a través del Prospecto. Véase "*Información Clave sobre la Emisora — Razones de la Oferta y Destino de los Fondos*".
Retenciones Fiscales; Montos Adicionales	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precios correspondientes, todos los pagos respecto de las obligaciones negociables, incluyendo, a título enunciativo, pagos de capital e intereses, serán efectuados por nosotros sin retención o deducción alguna en concepto o a cuenta de impuestos, aranceles, imposiciones u otras cargas públicas, actuales o futuras, de cualquier naturaleza, vigentes en la fecha del presente Prospecto aplicable o gravados o determinados en el futuro por o en representación de Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de dicho país, salvo cuando nos veamos obligados por ley a deducir o retener dichos impuestos, gravámenes u otras cargas públicas. En caso de que se gravaran o determinaran cualquiera de tales impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas públicas, pagaremos los Montos Adicionales (según se define en el presente) que sean necesarios de manera que los montos netos a recibir por los tenedores de las obligaciones negociables de cada serie luego de dicha retención o deducción respecto de ese impuesto u obligación sean iguales a los respectivos montos de capital e intereses que habrían recibido respecto de las obligaciones negociables de dicha serie de no haberse practicado dicha retención o deducción. Véase "*De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales*".
Denominaciones	Emitiremos obligaciones negociables, en las denominaciones especificadas en el respectivo Suplemento de Precio, sujeto a las leyes aplicables y Normas de la CNV.
Forma	Salvo que se especifique de modo distinto en el Suplemento de Precio correspondiente, las obligaciones negociables ofrecidas en Estados Unidos a compradores institucionales calificados en base a la Norma 144 A según la Ley de Títulos Valores Estadounidense estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales de la Norma 144 A y las obligaciones negociables ofrecidas en base a la Regulación S estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales de la Regulación S.
Restricciones a la Transferencia	No hemos registrado las obligaciones negociables en los términos de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, por lo que no podrán ser transferidas salvo en cumplimiento de las restricciones sobre transferencias detalladas en el título "*De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia*".
Derechos de Registro	De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos otorgar derechos de registro a los tenedores de una serie de obligaciones negociables. Según cualquier Contrato de Derechos de Registro, si hubiera, podremos acordar presentar ante la *U.S. Securities and Exchange Commission* ("SEC") y emplearemos los esfuerzos comercialmente razonables para obtener la aprobación de una solicitud de autorización de oferta de canje de las respectivas obligaciones negociables (las "Obligaciones Negociables de Canje"), sustancialmente con iguales términos (pero sin restricciones sobre transferencias y ciertos otros términos sobre aumento de intereses, según se describe más adelante). Al aprobarse una solicitud de autorización de oferta de canje, ofreceríamos a los tenedores de tales obligaciones negociables que puedan efectuar ciertas declaraciones la oportunidad de canjear sus obligaciones negociables por un monto de capital igual de Obligaciones Negociables de Canje. En ciertas circunstancias, podremos estar obligados en cambio a presentar una solicitud de autorización de oferta para cubrir ventas de obligaciones negociables por parte de los tenedores. De no presentarse u obtenerse la aprobación de la solicitud de autorización de oferta de canje o llevarse a cabo la

oferta de canje o, de ser requerido, de no presentarse u obtenerse la aprobación de la solicitud de autorización de oferta pública, dentro de los plazos especificados en el respectivo Suplemento de Precio, ello originará un aumento de la tasa de interés pagada por las respectivas obligaciones negociables. Véase "*De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables—Derechos de Registro*".

Negociación	Se solicitará la autorización para la negociación de obligaciones negociables de una serie en la Bolsa de Valores de Luxemburgo a través de su negociación en el mercado Euro MTF y para la negociación en el MAE o cualquier otro mercado de valores, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. No podemos garantizar, no obstante, que estas solicitudes serán aceptadas. Podrán emitirse obligaciones negociables en el marco de este Programa que no coticen en bolsa, y el respectivo Suplemento de Precio relacionado con una serie de obligaciones negociables especificará si las obligaciones negociables de dicha serie han sido admitidas al régimen de cotización de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en el MAE o en cualquier otra bolsa de valores.
Ley Aplicable	La Ley de Obligaciones Negociables establece los requisitos para que las obligaciones negociables revistan tal carácter y las leyes y reglamentaciones argentinas regirán nuestra capacidad y autoridad societaria para crear este Programa y ofrecer las obligaciones negociables en Argentina como así también otorgar las obligaciones negociables y ciertas cuestiones en relación con la asamblea de tenedores, incluyendo quórum, mayoría y requisitos para su convocatoria. Todas las demás cuestiones respecto de las obligaciones negociables se regirán y serán interpretadas de acuerdo con las leyes que oportunamente se establezcan en el respectivo Suplemento de Precio.
Jurisdicción	Según sea establecido en el Suplemento de Precio correspondiente, nos someteremos irrevocablemente a la jurisdicción no exclusiva de cualquier tribunal de estado o federal con asiento en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluidos los juzgados de primera instancia en lo comercial y el Tribunal de Arbitraje General del MAE, o el tribunal arbitral permanente que corresponda al mercado donde se listen las Obligaciones Negociables, según las disposiciones del Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y cualquier tribunal competente en el lugar en que tiene constituido su domicilio social a efectos de cualquier acción o procedimiento que surja o se relacione con el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o las obligaciones negociables. Renunciaremos irrevocablemente, con el máximo alcance permitido por la ley, a interponer cualquier excepción con respecto a la determinación del fuero en que tramite cualquiera de tales acciones o procedimientos iniciados en tal tribunal, y a oponer como defensa la inconveniencia de fuero para tramitar tal procedimiento o acción. Hemos acordado asimismo que la sentencia en firme que dicte dicho tribunal en relación con dicha acción o procedimiento será definitiva y vinculante para nosotros y podrá ser ejecutada en cualquier tribunal a cuya jurisdicción estemos sujetos mediante un juicio sobre dicha sentencia; teniendo en cuenta, sin embargo, que el traslado de notificaciones que se nos hiciese se realizará en la forma especificada en la sección "*De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Ley Aplicable. Sentencias. Jurisdicción. Traslado de las Notificaciones. Renuncia de Indemnidad*" o conforme a cualquier otro procedimiento permitido por ley.
Colocación de las Obligaciones Negociables en Argentina	Las obligaciones negociables a ser emitidas en el marco de este Programa podrán ser ofrecidas al público en Argentina de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV. Este Prospecto estará disponible al público en general en Argentina. La colocación de obligaciones negociables por oferta pública en Argentina tendrá lugar de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, a través de los siguientes actos, entre otros: (i) la publicación de un resumen de los términos y condiciones de este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable en los sistemas informativos de los mercados organizados donde se listen las obligaciones negociables emitidas bajo el Programa y, de considerarlo necesario, en un diario de amplia circulación en Argentina; (ii) la distribución de este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable al público en Argentina; (iii) presentaciones a eventuales inversores (*road shows*) en Argentina; y (iv) conferencias telefónicas con potenciales inversores en Argentina. Los Suplementos de Precio detallarán los esfuerzos de colocación que se realizarán en virtud de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV.

Calificaciones de Riesgo	La Sociedad ha optado por no calificar el Programa. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las clases o series de obligaciones negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio.
Factores de Riesgo	Véase “Factores de Riesgo” en este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable para obtener una descripción de los principales riesgos que implica realizar una inversión en las obligaciones negociables.

INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

Resumen de información contable y operativa seleccionada

Los siguientes cuadros presentan nuestra información contable y financiera seleccionada. Dicha información debe leerse junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados y sus notas relacionadas, según se los define en el párrafo siguiente, y con la información que contienen las secciones "*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resumen de Información Contable y operativa seleccionada*" y "*Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones*", en otra parte del presente Prospecto.

La información financiera incluida en esta sección corresponde a nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2020 y 2019 y 2018. Esta información debe leerse juntamente con nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 (los "Estados Financieros Consolidados Auditados"), que se encuentran publicados en la AIF bajo el ID N° 2718751, ID N° 2585234 y el ID N°2463842, respectivamente, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.

Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados han sido preparados de acuerdo con las NIIF.

El 16 de marzo de 2018, el directorio de la Compañía aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el IASB. Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2017 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados a partir del año que terminó el 31 de diciembre de 2018 son nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF.

Síntesis de resultados

Información de los estados de resultados - Estados de resultados integrales consolidados

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Ingresos	21.416.226	16.113.915	7.124.905
Costos de producción	(10.013.353)	(7.701.253)	(2.401.625)
Resultado bruto	**11.402.873**	**8.412.662**	**4.723.280**
Gastos de administración y comercialización	(2.104.737)	(1.329.280)	(544.414)
Resultado remedición participación preexistente	-	-	1.785.033
Regularización de acreencias	-	611.025	-
Otros resultados operativos, netos*	2.068.351	173.126	(292)
Resultado operativo	**11.366.487**	**7.867.533**	**5.963.607**
Resultado por participación en sociedades	355.876	778.173	268.015
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros*	8.971.422	4.847.675	1.285.441
- Costos financieros	(10.986.205)	(6.907.836)	(2.607.963)
Resultados financieros, netos	(2.014.783)	(2.060.161)	(1.322.522)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	**9.707.580**	**6.585.545**	**4.909.100**
Impuesto a las ganancias	(3.796.932)	(2.358.969)	(416.984)
Resultado neto del ejercicio por operaciones continuadas	**5.910.648**	**4.226.576**	**4.492.116**
Resultado después del impuesto a las ganancias del ejercicio correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	13.296
Resultado neto del ejercicio	**5.910.648**	**4.226.576**	**4.505.412**
Otros resultados integrales			
Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:			
Diferencia de conversión de activos mantenidos para su disposición	149.205	341.812	-
Diferencia de conversión	19.358.365	15.527.668	11.170.660
Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:			
Resultados por posición monetaria neta de los negocios conjuntos	1.365.095	-	-
Diferencia de conversión de los negocios conjuntos	(1.494.061)	-	-
Cambios en el valor razonable de instrumentos derivados, netos del efecto impositivo	(33.209)	(78.572)	26.391
Otros resultados integrales del ejercicio	**19.345.395**	**15.790.908**	**11.197.051**
Resultado integral total del ejercicio	**25.256.043**	**20.017.484**	**15.702.463**
Resultado del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	**5.910.648**	**4.226.576**	**4.505.412**
Resultado integral del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	**25.256.043**	**20.017.484**	**15.702.463**
Resultado neto por acción de operaciones continuadas y discontinuadas			
- Básico y diluido	1,577	1,128	1,275
Resultado neto por acción de operaciones continuadas			
- Básico y diluido	1,577	1,128	1,271

* Ver "Otros resultados operativos, netos" en la sección "Principales Rubros del Estado de Resultados"

Datos de los Estados de Situación Financiera Consolidados

	31 de diciembre de 2020	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018
ACTIVO	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	137.105.039	82.019.814	37.650.465
Activos intangibles	440.000	312.999	196.835
Activos por derecho de uso (1)	1.334.330	1.065.710	-
Inversiones en negocios conjuntos	5.410.422	4.064.410	1.948.492
Otros créditos	3.536.959	1.531.942	1.846.127
Inversiones en activos financieros	-	-	69.901
Activos por impuesto diferido, netos	557.598	-	54.153
Activos mantenidos para su disposición	-	7.540.543	-
Total del activo no corriente	**148.384.348**	**96.535.418**	**41.765.973**
Activo corriente			
Otros créditos	3.539.253	2.616.130	6.234.304
Créditos por ventas	9.082.345	6.857.677	3.724.234
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	3.741.094	2.448.153	1.489.031
Efectivo y equivalentes de efectivo	14.296.594	14.700.487	4.701.336
Total del activo corriente	**30.659.286**	**26.622.447**	**16.148.905**
TOTAL DEL ACTIVO	**179.043.634**	**123.157.865**	**57.914.878**
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	8.411.982	8.411.982	8.411.982
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	62.382.821	37.126.778	17.109.294
TOTAL DEL PATRIMONIO	**70.794.803**	**45.538.760**	**25.521.276**
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	132.636	58.700	35.421
Pasivos por impuesto diferido, netos	10.333.778	5.687.365	2.430.623
Pasivos por arrendamientos (1)	862.149	728.043	-
Préstamos	58.855.627	50.735.033	18.256.570
Otros pasivos financieros	5.962	10.430	-
Pasivos asociados con los activos mantenidos para su disposición	-	842.191	-
Total del pasivo no corriente	**70.190.152**	**58.061.762**	**20.722.614**
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	132.628	78.209	340.436
Impuesto a las ganancias a pagar	466.866	-	-
Remuneraciones y cargas sociales	458.161	267.461	151.256
Pasivos por arrendamientos (1)	227.930	202.812	-
Préstamos	29.030.649	9.770.245	6.514.408
Otros pasivos financieros	75.843	9.824	-
Otros pasivos	-	-	99.359
Cuentas por pagar	7.666.602	9.228.792	4.565.529
Total del pasivo corriente	**38.058.679**	**19.557.343**	**11.670.988**
TOTAL DEL PASIVO	**108.248.831**	**77.619.105**	**32.393.602**
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	**179.043.634**	**123.157.865**	**57.914.878**

(1) Ver Nota 2.3. de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020

Otros indicadores

(Cifras expresadas en miles de pesos)	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020	2019	2018
EBITDA AJUSTADO (1)	16.531.601	11.521.361	7.530.273
Margen sobre EBITDA AJUSTADO (2)	77,2%	71,5%	105,7%

(1) Calculamos el EBITDA AJUSTADO excluyendo de nuestro resultado neto las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de activos por derecho de uso, los resultados financieros, netos y el cargo por impuesto a las ganancias. El EBITDA AJUSTADO puede no ser comparado a otras medidas similares de otras compañías y tiene limitaciones como herramienta analítica y no debe considerarse de manera aislada o como un sustituto de análisis de nuestros resultados operativos según lo informado por las NIIF.

(2) El margen EBITDA AJUSTADO se ha calculado dividiendo el EBITDA AJUSTADO sobre los ingresos del período o ejercicio.

Conciliación de EBITDA AJUSTADO

El EBITDA AJUSTADO se calcula excluyendo del resultado neto del ejercicio las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de activos por derecho de uso, los resultados financieros, netos y el cargo por impuesto a las ganancias. Nuestra Dirección considera que el EBITDA AJUSTADO es un dato significativo para los inversores porque es una de las principales medidas utilizada por nuestra Dirección para comparar nuestros resultados y eficiencia con aquellos de otras empresas productoras de energía. Asimismo, el EBITDA AJUSTADO es una medida habitualmente informada y ampliamente utilizada por analistas, inversores y otras partes interesadas en la industria. El EBITDA AJUSTADO no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF, y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilizan otras empresas. El EBITDA AJUSTADO no debe considerarse como una alternativa al resultado operativo, como indicador de nuestro rendimiento operativo, o como una alternativa a las variaciones del efectivo generado por las actividades operativas como medida de nuestra liquidez.

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los ejercicios indicados, nuestro EBITDA AJUSTADO conciliado con el resultado neto cada ejercicio:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020	2019	2018
EBITDA AJUSTADO	(Importes expresados en miles de pesos)		
Resultado neto del ejercicio	5.910.648	4.226.576	4.505.412
Operaciones continuadas			
Ingresos financieros -Intereses*	(1.136.718)	(445.185)	(200.871)
Costo financiero - Intereses	4.454.799	2.961.039	606.025
Otros ingresos financieros	(3.448.920)	(1.440.971)	-
Actualizaciones financieras	104.908	35.483	-
Otros egresos financieros	179.715	78.968	-
Diferencia de cambio (neta)	1.860.999	870.827	917.368
Depreciación de propiedades, planta y equipo y activos por derecho a uso	4.809.238	2.875.655	1.279.867
Impuesto a las ganancias	3.796.932	2.358.969	416.984
Operaciones discontinuadas			
Depreciación de propiedades, planta y equipo	-	-	3.407
Impuesto a las ganancias	-	-	2.081
EBITDA AJUSTADO	**16.531.601**	**11.521.361**	**7.530.273**

***** Ver "Otros resultados operativos, netos" en la sección "Principales Rubros del Estado de Resultados"

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra nuestra deuda, patrimonio y capitalización total al 31 de diciembre de 2020 y 2019. Este cuadro debe leerse junto con nuestros estados financieros consolidados auditados y las notas a los mismos incluidas en el presente prospecto.

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
	(Cifras expresadas en miles de pesos)	
Préstamos corrientes	**29.030.649**	**9.770.245**
Préstamos no corrientes	**58.855.627**	**50.735.033**
Total Préstamos	**87.886.276**	**60.505.278**
Total Patrimonio	**70.794.803**	**45.538.760**

Total Capitalización [1]	**158.681.079**	**106.044.038**

[1] Corresponde a la suma de préstamos corrientes, préstamos no corrientes y el patrimonio

Datos Operativos

El siguiente cuadro presenta algunos de nuestros datos operativos durante los ejercicios indicados.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Factor de disponibilidad comercial* (%)			
Complejo Tucumán	86,7%	82,3%	88,8%
El Bracho TG[1]	98,4%	98,1%	95,7%
Loma Campana I[2]	68,3%	77,7%	59,5%
Loma Campana II[3]	92,0%	88,2%	95,1%
Loma Campana Este[4]	100%	100%	55,7%
La Plata Cogeneración I[5]	68,3%	78,2%	87,6%
Manantiales Behr [6]	99,2%	99,2%	87,5%
Central Dock Sud[7]	74,0%	68,1%	62,6%
El Bracho TV[8]	95.6%		
Cogeneración La Plata II[9]	10.3%		
Los Teros I[10]	94,1%		
Generación Neta (GWh)			
Complejo Tucumán	4.022	3.710	5.269
El Bracho TG[1]	480	137	300
Loma Campana I[2]	629	715	452
Loma Campana II[3]	515	504	321
Loma Campana Este[4]	42	45	34
La Plata Cogeneración I (GWh)[5]	874	820	864
Manantiales Behr[6]	518	527	146
El Bracho TV[8]	182		
La Plata Cogeneración II [9]	5		
Los Teros[10]	164		
Total de ventas de energía	7.438	6.485	7.386
Central Dock Sud[7]	4.447	4.241	3.950
La Plata Cogeneración I (k Tn de vapor)	1.687	1.599	1.622

(*) Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada.
(1) Comenzó su operación comercial el 27 de enero de 2018.
(2) Comenzó su operación comercial el 7 de noviembre de 2017.
(3) Comenzó su operación comercial el 30 de noviembre de 2017.
(4) Comenzó su operación comercial el 13 de julio de 2017.
(5) Adquirida a Central Puerto S.A. el 5 de enero de 2018.

(6) Comenzó su operación comercial de manera parcial el 25 julio de 2018 completando la totalidad de la potencia instalada el 22 de diciembre de 2018.
(7) Generación por el 100% de la Central de lo cual poseemos una participación indirecta del 30% de las acciones de Central Dock Sud. No incluye datos degeneración en participaciones indirectas sobre la Central Térmica Vuelta de Obligado, Termoeléctrica San Martín y Termoeléctrica Manuel Belgrano
(8) Comenzó su operación comercial el 23 de octubre de 2020.
(9) Comenzó su operación comercial el 10 de octubre de 2020
(10) Comenzó su operación comercial el 15 de septiembre de 2020

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

La siguiente reseña se basa en los estados financieros de la Sociedad y sus respectivas notas incluidas en este prospecto, como también en la información contenida en la sección Información clave sobre la Emisora, y por ende debe leerse junto con ella. Esta reseña incluye declaraciones sobre hechos futuros que conllevan riesgos e incertidumbres, tal como se describe en la sección "Declaraciones sobre Hechos Futuros". Se recomienda a los posibles inversores leer los Factores de Riesgo que se exponen en este Prospecto a efectos de interiorizarse sobre factores importantes que podrían provocar que los resultados reales difieran significativamente de los resultados que se describen o se infieren de las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en el presente.

Panorama General

La actividad principal de YPF LUZ consiste en (i) la generación y comercialización de energía eléctrica a través de sus centrales térmicas y eólicas ubicadas en las provincias de Tucumán, Neuquén, Chubut y Buenos Aires; (ii) proyectos de construcción de nuevas centrales de generación térmica en las provincias de Buenos Aires, Chubut y Tucumán; (iii) proyectos de construcción de parques eólicos en las provincias de Buenos Aires y Santa Cruz; y (iv) comercialización de energía. Véase "Información sobre la Emisora".

Presentación de Información Financiera

La información financiera incluida en esta sección corresponde al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 el cual es presentado en forma comparativa con los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2019 y 2018. Esta información debe leerse juntamente con nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.

El 16 de marzo de 2018, el Directorio de la Compañía aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el IASB. Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2017 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados del año que terminó el 31 de diciembre de 2018 son nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF.

Resumen de los Estados de Resultados Integrales Consolidados

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Ingresos	21.416.226	16.113.915	7.124.905
Costos de producción	(10.013.353)	(7.701.253)	(2.401.625)
Resultado bruto	11.402.873	8.412.662	4.723.280
Gastos de administración y comercialización	(2.104.737)	(1.329.280)	(544.414)
Resultado remedición participación preexistente	-	-	1.785.033
Regularización de acreencias	-	611.025	-
Otros resultados operativos, netos[(1)]	2.068.351	173.126	(292)
Resultado operativo	**11.366.487**	**7.867.533**	**5.963.607**
Resultado por participación en sociedades	355.876	778.173	268.015
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros[(1)]	8.971.422	4.847.675	1.285.441
- Costos financieros	(10.986.205)	(6.907.836)	(2.607.963)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	9.707.580	6.585.545	4.909.100
Impuesto a las ganancias	(3.796.932)	(2.358.969)	(416.984)
Resultado neto del ejercicio por operaciones continuadas	5.910.648	4.226.576	4.492.116
Resultado después del impuesto a las ganancias del ejercicio correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	13.296
Resultado neto del ejercicio	5.910.648	4.226.576	4.505.412
Otros resultados integrales que no se reclasificaran a resultados en ejercicios posteriores	19.507.570	15.869.480	11.170.660
Otros resultados integrales que se reclasificaran a resultados en ejercicios posteriores	(162.175)	(78.572)	26.391
Otros resultados integrales del ejercicio	**19.345.395**	**15.790.908**	**11.197.051**
Resultado integral total del ejercicio	**25.256.043**	**20.017.484**	**15.702.463**

(1) Ver "Otros resultados operativos, netos" en la sección "Principales Rubros del Estado de Resultados".

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestras operaciones resultan afectadas por varios factores, entre los que se incluyen:

- la disponibilidad operativa de nuestras centrales de generación;
- la demanda de energía por parte de nuestros clientes;
- nuestras erogaciones en bienes de capital y la disponibilidad financiera para la Compañía;
- los aumentos de costos;
- los riesgos operacionales, huelgas y otras formas de protesta pública en el país;
- altos niveles de inflación;
- los impuestos;
- regulaciones de flujo de capital;
- el tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense;
- la dependencia en la infraestructura y la red logística utilizada para entregar la energía que generamos;
- riesgos operacionales, incluyendo huelgas y otras formas de protesta pública en el país;
- las leyes y reglamentaciones que afectan nuestras operaciones, tales como regulaciones vinculadas a importaciones; y
- las tasas de interés.
- una pandemia, tal como el COVID-19

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores exógenos como ser la demanda interna, los precios de mercado, disponibilidad financiera para nuestro plan de negocio y sus correspondientes costos, y las regulaciones del gobierno. Consecuentemente, nuestra situación financiera pasada, los resultados de nuestras operaciones y las tendencias indicadas por los mismos y condición financiera podrían no ser indicativas de la condición financiera futura, resultados de las operaciones o tendencias en ejercicios futuros. Véase adicionalmente "*La Industria Eléctrica de Argentina*" de este ¨Prospecto).

De acuerdo a nuestro plan de negocios seguiremos enfocados en aumentar la capacidad de generación a través de inversiones en nuevos proyectos de generación comprometidos que la Compañía está construyendo y en la mejora de eficiencia de nuestros activos existentes en el 2020. A su vez, necesitamos mantener nuestras inversiones de capital con el objetivo de ser más eficientes, dado que se estima que la oferta de energía en Argentina será cada vez más competitiva en cuanto a precio y disponibilidad. No obstante lo anterior, el brote actual de COVID-19, entre otros, será clave para determinar la duración y la profundidad de la crisis económica en Argentina. En consecuencia, nuestra estrategia, nuestro resultado de operaciones, inversiones, generación, producción, ventas, márgenes, gastos de capital, flujo de efectivo de operaciones y actividades financieras y, en general, nuestro negocio, podrían verse negativamente afectados en comparación con los planes mencionados anteriormente,

Adicionalmente, y no obstante lo anterior, no podemos garantizar que nuestros costos de producción, los precios, o nuestra estimación de nuestro flujo de caja de las operaciones, entre otros, podrían no verse afectados por factores fuera de nuestro control y, por tanto, diferir de nuestras estimaciones. Véase el capítulo "*Factores de Riesgo*" del presente Prospecto.

Tendencias

Para obtener información sobre tendencias sobre generación, ventas, estado de la demanda de energía, costos y precios, tendencias, conocidas, incertidumbres, compromisos o acontecimientos que afecten en forma significativa las ventas netas, ingresos, rentabilidad, liquidez y recursos de capital, se deberá revisar las secciones "Resumen", "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera", "La Industria Eléctrica de Argentina" y "Factores de Riesgo" del presente Prospecto.

Condiciones macroeconómicas

Debido a que todas nuestras operaciones, plantas y clientes se encuentran ubicados Argentina, la Compañía se ve afectada por las condiciones macroeconómicas prevalecientes en Argentina. Cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias, incluida la inflación y las fluctuaciones del tipo de cambio. La volatilidad en la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo en el negocio de la Compañía.

Principales variables

La economía argentina ha experimentado volatilidad en las últimas décadas, caracterizadas por períodos de crecimiento bajo o negativo y elevados niveles variables de inflación. En la última década, varios factores influyeron en la disminución del crecimiento, incluyendo varios años de caídas en el Producto Interno Bruto ("PIB"). En particular, durante 2019, según los últimos datos

publicados en el Informe de Avance del Nivel de Actividad preparado por el INDEC, la estimación preliminar mostró una variación anual negativa de la actividad económica en el PIB del 2,1% respecto a 2018.

A partir de marzo de 2020, la actividad económica en general (y consecuentemente todas las variables referidas) se vio sustancialmente afectada por los efectos derivados del COVID-19, que determinaron no sólo la modificación de precios a nivel internacional, como ser el precio del crudo Brent a raíz de la menor demanda, sino también a nivel doméstico a partir de la disminución de la actividad económica, todo ello como consecuencia de la necesidad de disminuir las consecuencias de la pandemia a partir de la menor circulación de la gente. En este orden, la información referida al comportamiento de las variables macroeconómicas que se mencionan a continuación debe ser leída considerando también el contexto mencionado.

De acuerdo con los últimos datos publicados en el Informe Estimador Mensual de Actividad Económica confeccionado por el INDEC, la estimación preliminar mostró una variación negativa de la actividad económica en el PIB del 10,0% para los doce meses del año 2020 con respecto al mismo período de 2019.

Argentina ha enfrentado y continúa experimentando presiones inflacionarias. Durante 2020, el índice de precios al consumidor (IPC) elaborado por el INDEC, el cual es representativo del total de hogares del país, presentó un incremento acumulado del 36,1%, mientras que el índice de precios internos mayoristas (IPIM), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado del 35,4% durante dicho período. Durante 2019 el incremento de precios reflejado por el IPC fue del 53,8%, mientras que el IPIM tuvo un incremento del 58,5%. En 2018, el incremento del IPC había sido del 47,6%.

En términos de balanza comercial durante 2020, de acuerdo con el informe “Intercambio comercial argentino” elaborado por el INDEC, el saldo acumulado de la balanza comercial arrojó un superávit de USD 12.528 millones, lo cual representó una disminución del 21,7% con respecto al año anterior, que se explica por una disminución de las exportaciones en USD 10.231 millones o un 15,7% y de las importaciones en USD 6.769 millones o un 13,8%, comparadas contra el año anterior, respectivamente. Durante el año 2019 de acuerdo con estimaciones preliminares del INDEC, las cifras provisionales de Argentina arrojaron un superávit de USD 15.990 millones, básicamente como resultado de la reducción de las importaciones.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 84,05 al 31 de diciembre de 2020, habiéndose incrementado aproximadamente un 40,6% desde su valor de 59,79 pesos por dólar al cierre de diciembre de 2019.

Reestructuración de la deuda soberana

Panorama general

El 5 de febrero de 2020, el Congreso promulgó una ley autorizando al Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Economía, a realizar transacciones y negociaciones con los acreedores de Argentina para restablecer la sostenibilidad de su deuda externa pública (el “Proyecto de Ley de Sostenibilidad de la Deuda”), incluyendo la modificación de los montos de capital, vencimientos y pagos de intereses de los valores públicos emitidos por Argentina y regidos por la ley extranjera.

Deuda denominada en moneda extranjera

Regido por la ley extranjera. El 21 de abril de 2020, Argentina invitó a los tenedores de sus bonos externos en moneda extranjera emitidos en virtud de su contrato de emisión de 2005 y el contrato de emisión de 2016 con un monto de capital total de aproximadamente USD 66,5 mil millones, a intercambiar dichos bonos por bonos nuevos. La invitación contemplaba el uso de cláusulas de acción colectiva incluidas en los términos y condiciones de dichos bonos, por lo que la decisión de determinadas mayorías obligaría a los tenedores que no se presenten a la oferta de canje. Desde que anunciaron la invitación, los representantes de Argentina mantuvieron varias conversaciones con los tenedores de dichos bonos en relación con los términos de la invitación.

El 17 de agosto de 2020, Argentina modificó la invitación para incorporar la opinión de los bonistas y el 31 de agosto de 2020 anunció que había obtenido los consentimientos de los bonistas requeridos para intercambiar o modificar el 99,01% del monto total de capital en circulación de todas las series de bonos elegibles invitado a participar en la oferta de canje. La invitación se resolvió el 4 de septiembre de 2020. Como resultado, la tasa de interés promedio que pagan los bonos externos en moneda extranjera de Argentina se redujo a 3,07%, con una tasa máxima de 5,0%, frente a una tasa de interés promedio de 7,0% y tasa máxima del 8,28% antes de la invitación. Además, se redujo en 1,9% el monto total en circulación de los bonos externos en moneda extranjera de Argentina y se amplió el vencimiento promedio de dichos bonos.

Regido por la ley argentina. El 5 de abril de 2020, el Gobierno promulgó el Decreto No. 346/2020 (i) difiriendo los pagos de capital e intereses de ciertos bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta una fecha anterior determinada por el Ministerio de Economía, tomando en cuenta el grado de avance en el proceso diseñado para restaurar la sostenibilidad de la deuda pública argentina, y (ii) autorizando al Ministerio de Economía a realizar operaciones de gestión de pasivos u ofertas de canje, o implementar medidas de reestructuración que afecten bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina cuyos pagos hayan sido diferidos conforme a dicho Decreto.

El 18 de agosto de 2020, Argentina ofreció a los tenedores de sus bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina el canje de dichos bonos por nuevos, en términos que fueran equitativos a los términos de la invitación realizada a los tenedores de bonos

extranjeros regidos por ley extranjera. El 18 de septiembre de 2020, Argentina anunció que habían participado tenedores que representaban el 99,4% del monto total de capital en circulación de todas las series de bonos elegibles invitados a participar en la oferta de canje local. Como resultado de la oferta de canje, la tasa de interés promedio pagada por los bonos argentinos en moneda extranjera regidos por la ley argentina se redujo a 2,4%, en comparación con una tasa de interés promedio de 7,6% antes del canje. Además, la oferta de canje extendió el vencimiento promedio de dichos bonos.

Deuda denominada en moneda local

Durante 2020, Argentina buscó preservar el normal funcionamiento del mercado de capitales local para la deuda denominada en pesos, el cual se considera un factor clave para el desarrollo del mercado de capitales nacional. En particular, durante este período, el Gobierno buscó recuperar la capacidad de financiamiento del Tesoro, crear condiciones para el desarrollo de los mercados de capitales internos y generar instrumentos de ahorro con tasas reales positivas y sostenibles, reduciendo a su vez sus necesidades de financiamiento monetario y ampliando la profundidad del mercado de deuda local y la participación de inversionistas institucionales relevantes. Además, el Tesoro ha ampliado su menú de instrumentos de financiamiento para obtener los fondos necesarios para cubrir sus necesidades financieras de 2020 y diseñar el programa financiero de 2021 de acuerdo con los lineamientos delineados en el presupuesto de 2021.

Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, el Gobierno llevó a cabo varias subastas en pesos que resultaron en la emisión de pagarés del tesoro cupón cero con vencimiento entre el 31 de agosto de 2020 y el 29 de enero de 2021 por un monto total agregado de $ 833,6 mil millones y vencimiento de BONCER en 2021, 2022 y 2023 por un monto total agregado de $ 160,4 mil millones, pagarés BADLAR por un monto agregado total de $ 156,5 mil millones, pagarés de tesorería con descuento vinculados a CER por un monto total agregado de $ 124,3 mil millones y tasa fija Bonos del Tesoro por un monto total agregado de $ 87,1 miles de millones y pagarés BADLAR por un monto total agregado de $ 53,8 mil millones.

Organismos multilaterales

A la fecha de emisión de la presente Reseña, el Gobierno ha iniciado negociaciones con el FMI para refinanciar los USD 45.965 millones (según información obtenida del Ministerio de Economía al 31 de diciembre de 2020) pendientes en virtud del acuerdo contingente, inicialmente programado para ser reembolsado en 2021, 2022 y 2023. Los términos en el que Argentina acepta dicho refinanciamiento, los cuales aún no se han definido, se puede esperar que se realizaran de acuerdo con la capacidad del gobierno argentino para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, lo cual también afectará la capacidad de Argentina para acceder a los mercados internacionales de capital, lo que a su vez podrá afectar las condiciones en las que empresas como nosotros acceden a dichos mercados.

Brote de COVID-19

La pandemia de coronavirus (COVID-19) se ha extendido rápidamente a través de diversas zonas geográficas causando trágicas consecuencias para muchas personas. Los esfuerzos mundiales para detener el virus también están teniendo importantes consecuencias económicas. Adicionalmente se vieron afectados los mercados financieros y en especial nuestra industria, la cual no solo fue afectada por una abrupta caída de la demanda relacionado con el virus, sino también por un shock del lado de la oferta en el mundo. La magnitud y la duración de estos desarrollos siguen siendo inciertas. A la fecha del presente Prospecto, es difícil estimar el impacto negativo que tendrá en la economía mundial y los mercados financieros, en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestra condición financiera y/o en los resultados de nuestras operaciones. Hasta ahora, las medidas que el Gobierno Argentino adoptó para proteger a la población en general y combatir la enfermedad incluyen controles de precios, la ampliación de la declaración de la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días contados desde el 10 de junio de 2020, la extensión, por razones de reducción de trabajo o fuerza mayor por un período como consecuencia de la emergencia sanitaria hasta el cese del aislamiento social, preventivo y obligatorio, restricción general sobre el desplazamiento durante ciertos períodos en Argentina, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, cierres de fronteras, cierre de instituciones públicas

En este sentido, el 19 de marzo del 2020 el Gobierno Argentino estableció, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, el “aislamiento social, preventivo y obligatorio”, imponiendo el cierre de las fronteras y restricciones para la circulación de personas a nivel nacional. Dichas medidas, incluyeron una serie de excepciones con alcance a actividades consideradas “esenciales” y, por lo tanto, excluidas de dichas restricciones. La vigencia de las restricciones para la circulación de personas a nivel nacional, fue prorrogada en sucesivas oportunidades y se mantienen vigentes a la fecha de este Prospecto.

Con fecha 7 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020, se extendió el “aislamiento social, preventivo y obligatorio” hasta el 28 de junio inclusive, exclusivamente para las personas que residan o se encuentren en los aglomerados urbanos y en los departamentos y partidos de las provincias argentinas, que no cumplan positivamente los parámetros epidemiológicos y sanitarios establecidos. Así quedaron incorporados bajo ese “aislamiento social, preventivo y obligatorio” el aglomerado urbano denominado Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), el Departamento de San Fernando de la Provincia del Chaco, los Departamentos de Bariloche y de General Roca de la Provincia de Río Negro, el Departamento de Rawson de la Provincia del Chubut y la Ciudad de Córdoba y su aglomerado urbano de la Provincia de Córdoba.

Por otro lado, el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020 también estableció la medida de “distanciamiento social, preventivo y obligatorio” en los términos ordenados por el mencionado decreto, para todas las personas que residan o transiten en los

aglomerados urbanos y en los partidos y departamentos de las provincias argentinas en tanto estos verifiquen en forma positiva los siguientes parámetros epidemiológicos y sanitarios: (i) El sistema de salud debe contar con capacidad suficiente y adecuada para dar respuesta a la demanda sanitaria; (ii) El aglomerado urbano, departamento o partido no debe estar definido por la autoridad sanitaria nacional como aquellos que poseen "transmisión comunitaria" del virus SARS-CoV-2; y (ii) Que el tiempo de duplicación de casos confirmados de COVID-19 no sea inferior a QUINCE (15) días. No será necesario cumplimentar este requisito si, por la escasa o nula cantidad de casos, no puede realizarse el mencionado cálculo.

Mediante el dictado del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1033/2020, el Poder Ejecutivo Nacional estableció, desde 20 de diciembre de 2020 hasta el 31 de enero de 2021, la medida de "distanciamiento social, preventivo y obligatorio" para todas las personas que residan o transiten en los aglomerados urbanos, partidos y departamentos de las provincias argentinas, en tanto estos verifiquen en forma positiva la totalidad de los siguientes parámetros epidemiológicos: (i) el sistema de salud debe contar con capacidad suficiente y adecuada para dar respuesta a la demanda interna; (ii) El aglomerado urbano, departamento o partido no debe estar definido por la autoridad sanitaria nacional como aquellos que poseen "transmisión comunitaria sostenida" del virus SARS-CoV-2; (iii) La razón de casos confirmados, definida como cociente entre el total de casos confirmados de las últimas dos semanas epidemiológicas cerradas y el total de casos confirmados correspondientes a las dos semanas previas, deberá ser inferior a (0,8). Dicha medida fue prorrogada en sucesivas oportunidades por el Poder Ejecutivo Nacional, la última prórroga, a la fecha de este Prospecto, fue establecida mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 168/2021 del 12 de marzo de 2021, estableció una nueva prórroga del distanciamiento social, preventivo y obligatorio que regirá desde el 13 de marzo de 2021 hasta el 9 de abril de 2021, inclusive. Sin perjuicio de la aplicación de las medidas adoptadas para la mitigación de los efectos de la pandemia generada por el virus SARS-CoV-2, se declaró que la generación eléctrica constituye un servicio esencial y se permitió su operación desde el inicio del aislamiento, mientras que las obras de infraestructura eléctrica se declararon esenciales a partir del 6 de abril de 2020.

No obstante ello, durante el mes de abril de 2020, la demanda (8.470 GWh) presentó una disminución del 11,5% respecto del mismo mes de año anterior, como consecuencia del Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio que rigió durante el mes entero en todo el país. La demanda residencial disminuyó un 1,4%; mientras que la demanda comercial disminuyó un 9,7%. Los grandes usuarios (GUMAs, GUMEs y GUDIs) tuvieron una reducción de su consumo 25,6%, siendo los más afectados por el aislamiento, aunque presentaron un leve aumento los últimos días del mes de abril cuando se comenzaron a "flexibilizar" las restricciones.

Entre los grandes usuarios del MEM (GUMAs y GUMEs), las industrias fueron las que sufrieron una mayor caída de la demanda (-46,3%) mientras que el petróleo, minerales, alimentos, comercios y servicios tuvieron una bajada entre 13% y 16%.

Acompañando el comportamiento de la demanda, durante el mes de abril de 2020 la generación disminuyó un 7,7% respecto a abril 2019, alcanzando los 8.989 GWh. No obstante, debido a que los aportes hídricos en general fueron menores respecto a los valores históricos en todas las cuencas -y en particular, los ríos Uruguay (Central Salto Grande) y Paraná (Central Yacyretá) tuvieron caudales mínimos- alcanzando solo el 14% y 48% de la media histórica, respectivamente - la generación térmica no se vio afectada por este fenómeno manteniendo niveles similares a los de 2019.

Posteriormente, y como consecuencia del Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio, que encontró a un mayor porcentaje de la población en sus hogares, la demanda residencial presentó un crecimiento del 8% en el año 2020 respecto al año anterior, que compensó parte de la caída de la demanda de los usuarios industriales y comerciales, siendo la caída de la demanda en el año 2020 del 1,3% respecto al año 2019. La demanda de los usuarios comerciales e industriales se fue recuperando paulatinamente respecto a la caída del mes de abril, acumulando una caída del 5,1% y 11,3% durante el 2020 respectivamente. En el mes de diciembre 2020 la caída de la demanda de los grandes usuarios fue de un 0,7% respecto a diciembre 2019.

Mas allá de que el costo medio del sistema fuera aproximadamente 14,2% menor en 2020 respecto al año anterior, al encontrarse el precio que pagan los usuarios de las distribuidoras fijo -en pesos- desde abril a valores de la Res. SGE 14/2019 por la Res SGE 38/2020 y se mantendrán congelados los próximos meses (Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva), generando un mayor nivel de subsidios que el mismo mes del año anterior, el precio que pagan los usuarios (en dólares americanos) disminuyó un 14,2%, aumentando el nivel de subsidios. Adicionalmente, las cobranzas de las distribuidoras fueron fuertemente afectadas por las restricciones a la movilidad dispuestas por el aislamiento que establecían, hasta el 31 de diciembre de 2020, que no es posible cortar a aquellos que no paguen la factura de luz. Si bien dicha prohibición no fue prorrogada, con fecha 9 de marzo de 2021, el ENRE a través de la Resolución 58/2021 instruyó a las empresas distribuidoras EDENOR S.A. y EDESUR S.A. a abstenerse de suspender el suministro por los montos adeudados hasta el 28 de febrero del 2021 y a emitir las liquidaciones de servicio público de energía eléctrica únicamente con los importes correspondientes a los consumos del período liquidado y, en forma separada, informar las deudas que se hayan originado o incrementado durante la vigencia de las medidas sanitarias de Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio y Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio sin contemplar intereses.

En total durante abril de 2020 fue necesario que el Gobierno Nacional triplique los aportes del Tesoro de la Nación para cubrir los costos de generación y que CAMMESA tenga retrasos de alrededor de 30/40 días en los pagos a los generadores.

Si bien la actividad desarrollada por la Compañía se encuentra abarcada dentro de las excepciones establecidas en el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020 como actividad de carácter "esencial", permitiendo la afectación de guardias mínimas para asegurar la continuidad de la operación y mantenimiento de nuestras plantas, no podemos predecir la duración de dichas medidas, ni qué restricciones adicionales pueden ser impuestas por el Gobierno Argentino.

Al respecto, y en virtud de la actual emergencia sanitaria, la Compañía ha priorizado la salud de sus empleados y las operaciones. En este sentido, se ha implementado un Plan de Contingencia con el fin de minimizar el riesgo de contagio de sus colaboradores y asegurar la continuidad del negocio. Con motivo del aislamiento y/o distanciamiento social preventivo y obligatorio dispuesto por el Gobierno Argentino, la Emisora implementó el trabajo remoto obligatorio para todos los empleados de la Emisora, siempre que su tareas lo permitieran y con excepción de aquellas personas afectadas a las actividades y servicios que han sido declarados esenciales en la emergencia sanitaria de acuerdo a la normativa aplicable, quienes deben cumplir las medidas de seguridad y prevención impuestas por las autoridades y aquellas otras específicamente dispuestas por la Compañía, permitiendo así la continuidad de la mayoría de las actividades desarrolladas por la Compañía. Para obtener mayor información respecto de impactos generados por la pandemia COVID-19 en cada una de las plantas, se deberá revisar la sección Información sobre la emisora - Activos de generación de energía de la Sociedad y la Nota 29 (Pasivos Contingentes).de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020.Demanda y suministro de electricidad.

A la fecha del presente Prospecto la Sociedad no es beneficiaria del programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (ATP), creado por el Decreto Nº 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APNJGM de fecha 17 de mayo de 2020.

La demanda de electricidad depende por un lado de las condiciones macroeconómicas y por el otro de factores climatológicos. En general, la demanda industrial y comercial varía dependiendo de la evolución de la economía argentina; mientras que el consumo residencial está fuertemente ligado con la temperatura y otros factores climáticos, y con incidencia de los precios que perciben los usuarios.

Desde la crisis económica de 2001-2002, la demanda de electricidad en Argentina creció año a año de manera sostenida, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas salvo casos puntuales como 2009 (crisis internacional). No obstante, en el último tiempo este crecimiento fue morigerado.

Durante el año 2020 el consumo de energía eléctrica alcanzó los 127.306 GWh. Esto significó una caída de 1.3% respecto al año 2019 (128.946 GWh). El año se puede dividir en dos períodos:

(i) Los meses entre enero y marzo de 2020, previo a que inicie la pandemia, dónde se observó un aumento de la demanda (con respecto a cada mes del año anterior), acumulando un crecimiento de 4,5% durante estos tres meses. La demanda residencial creció un 10,5%, principalmente como consecuencia de la cantidad de horas con temperaturas por encima de la temperatura media, y la demanda comercial e industrial presentó los mismos valores que en 2019 (con un crecimiento de las industrias que compensó una caída en los comercios).

(ii) Luego, el período entre abril y octubre de 2020, dónde el mayor porcentaje de la población del país se encontró en Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio (ASPO), caracterizado por la población en sus hogares, que generó un aumento de la demanda residencial del 8,3% respecto al mismo período del año anterior, y una caída de la actividad económica causada por la pandemia, impactando en una disminución acumulada del 8,7% de la demanda comercial y 16,9% de la demanda industrial respecto al mismo período del 2019. La variación acumulada de la demanda en este período respecto al mismo período del año anterior fue de una caída del 12,9%.

(iii) Por último, los meses de noviembre y diciembre de 2020, dónde el país se encontró en una etapa de DISPO, y la demanda presentó una caída del 1,5%, continuando con la tendencia creciente en la demanda residencial (3,3%), una leve recuperación de la actividad industrial y comercial, pero manteniendo valores menores a los presentados en 2020, con una caída acumulada para el período de 5,1%.

En el año 2020 la demanda residencial representó un 47% de la demanda total del sistema, los grandes usuarios un 25% y los usuarios comerciales e industriales pequeños (con una demanda inferior a los 300 KW medios por mes) un 28%, viéndose principalmente el aumento de la demanda residencial a expensas de la participación de la demanda industrial.

La demanda residencial creció un 8% respecto al año 2020, consecuencia de un mayor porcentaje de la población en los hogares durante gran parte del año, mientras que los usuarios comerciales registraron una caída del 5,3% y los grandes usuarios del MEM del orden del 11,3%, habiendo sido la más afectada por la caída de la actividad económica resultado de la pandemia.

Desde el punto de vista de la oferta, al 31 de diciembre de 2020, Argentina cuenta con una potencia instalada de 41.951 MW, 5,7% o 2.247 MW más que en diciembre 2019. El 60,5% de la misma corresponde a fuentes de origen térmico, 25,8% a centrales hidroeléctricas, 9,5% a las energías renovables no convencionales (ERNC - eólico, solar, hidroeléctricas renovables y biocombustibles) y 4,2% a las centrales nucleares. Durante el año 2020 se incorporaron al sistema cerca de 2445,20 MW, principalmente de fuentes renovables (1065,65 MW eólicos, 311,73 MW solar, 62,50 MW de biogas y biomasa y 11,64 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos), 971,68 MW térmicos, principalmente de proyectos adjudicados a partir de la Resolución 287/2017 y 22 MW hidroeléctricos, de la repotenciación de la central hidroeléctrica Futaleufú. A su vez, salieron de funcionamiento aproximadamente 2 MW de máquinas térmicas ineficientes.

A diferencia de la demanda, la generación del año 2020 presentó un aumento del 2,23% respecto al año 2019, alcanzando los 134.171 GWh (131.247 GWh en 2019). Esto se debe principalmente a las exportaciones de energía al sur de Brasil realizadas en el

último trimestre de 2020, como consecuencia de la sequía que afectó al sur y centro de Brasil, noreste de Argentina y Uruguay (2.484 GWh).

Por un lado, la generación térmica (61,4%) y la hidroeléctrica (21,7%, presentando una caída del 17,8% respecto a 2019 por menores caudales en los ríos para generación) continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda. Por otro lado, las energías renovables no convencionales representaron un 9,5% de la generación total del 2020, sin alcanzar el objetivo del 12% establecido en la Ley 27.191, y presentando un crecimiento del 63% respecto del 2019 (en línea con la evolución esperada). Por último, la energía nuclear representó el 7,5%.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (73,9%), seguido por la solar (10,6%), la hidroeléctrica renovable (9,9%) y biocombustibles (5,7%). El factor de capacidad para cada tecnología fue del 49,0% para el eólico, 28,3% para las hidroeléctricas renovables, 25,5% para el solar y 64% los biocombustibles.

El gas natural es el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 89,7% del total durante el año 2020, disminuyendo su participación respecto al 95,7% del 2018. El consumo alcanzó los 16.242 MMm^3 o 44,38 MMm^3/d; un 5,6% inferior al consumo durante el 2019, principalmente debido a la menor disponibilidad de gas en los picos de generación (meses de invierno y último trimestre con exportaciones a Brasil). La generación térmica se completó con un consumo de combustibles líquidos y carbón que alcanzó los 5,11 MMm^3/d de gas equivalente; un 243% del consumo del año 2019.

Durante el 2020, la oferta de energía se completó con cerca de 709,1 GWh importados de Uruguay (60%), Paraguay (12%) y Brasil (29%) de origen principalmente hidroeléctrico y renovable a bajo precio (colaborando con la reducción de costos del sistema eléctrico). Las importaciones disminuyeron en un 56% respecto a 2019. Asimismo, las exportaciones se multiplicaron por un factor de 11,8, siendo de 3088,9 GWh, (85% a Brasil y 15% a Uruguay).

Energía térmica contractualizada a través de la celebración de PPA

La Compañía, a través de sus subsidiarias YGEN e YGEN II, resultaron adjudicadas de dos PPA con CAMMESA por 10 años en los que se remunera un concepto fijo por disponibilidad de potencial y un concepto variable por generación de energía eléctrica. En ambos casos, la remuneración se encuentra denominada en US$. En virtud de dicha adjudicación, YGEN se convirtió en la titular de la Central Térmica Loma Campana II, de 107 MW de potencia instalada, habiendo comenzado la operación comercial el 30 de noviembre de 2017, dentro del plazo comprometido. Por su parte, YGEN II es titular de El Bracho TG, de 274 MW de potencia instalada y habiendo comenzado la operación comercial el 27 de enero de 2018, también dentro del plazo comprometido. Ambas Centrales han sido despachadas por el OED generando energía eléctrica para el sistema.

Adicionalmente, bajo la licitación lanzada a través de la Resolución SEE N° 287/2017 de la ex SEE, YPF LUZ resultó adjudicataria del proyecto de construcción de una nueva central de cogeneración de 89MW en la Refinería de La Plata, de YPF y, a través de YGEN II del cierre de ciclo de la TG resultante de la anterior licitación convocada por la Resolución SEE N° 21/2016 de la ex SEE, a través de una TV de 199 MW de potencia instalada, resultando en un Ciclo Combinado de 465MW. Tanto el cierre de ciclo como la cogeneración tienen ya firmado un PPA con CAMMESA por 15 años en los que se remunera un concepto fijo por disponibilidad de potencia y un concepto variable por generación de energía eléctrica. En ambos casos, la remuneración se encuentra denominada en US$. Ambas centrales se encuentran actualmente en operación desde el mes de octubre de 2020, estando firmados los contratos de provisión de equipo y construcción.

En el segmento de autogeneración distribuida, la Compañía celebró un contrato con YPF como consumidor, en el marco de la Resolución SE N° 269/2008 de la Secretaria de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Para la autogeneración, se trata de un acuerdo directo o similar al PPA entre la Compañía e YPF. Solo hay una planta en toda la cartera que se encuentra bajo esta categoría y esta es la planta Loma Campana I de 105 MW de potencia.

La Compañía incursionó en la autogeneración aislada, ese es el caso del proyecto de motores alternativos de gas Loma Campana Este con una capacidad de generación de 17 MW. En este caso, YPF es el único tomador de la energía con un plan de pago que también se basa en garantías de rendimiento específicas. El esquema del contrato es de arrendamiento de los motores en el cual YPF LUZ llevará a cabo la operación y mantenimiento de los equipos. El PPA tenía una vigencia de 36 meses a contar desde el 11 de julio de 2017. A partir de la solicitud de YPF de extender y adaptar el PPA, el mismo paso a un valor de potencia garantizada de 5MW a partir del 21 de Julio de 2020, la cual se extenderá hasta el 31 de diciembre de 2022. A su vez, YPF tiene derecho a rescindir el contrato a partir del mes 13 asumiendo todos los pagos de capacidad fija estipulados en el contrato por los años restantes. También se establecen precios base y opcionales. El servicio de arrendamiento se remunera con diferentes precios de acuerdo con la máquina en funcionamiento o stand-by y una cantidad fija por operación y mantenimiento.

A partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, con la entrada en operación de las Centrales Loma Campana I, Loma Campana II y Tucumán II (fines de 2017 y principio de 2018), Manantiales Behr (mediados y fines de 2018), el parque eólico Los Teros (septiembre 2020), el ingreso de la turbina de vapor de Tucumán II (octubre 2020) y La Plata Cogeneración II (octubre 2020) los ingresos de la Sociedad se vieron incrementados a través de los contratos en firme que mantiene con CAMMESA cuya mayor proporción está asociado a la disponibilidad de potencia con que cuenta cada uno de sus activos y la cual presentaron una buena

performance durante el año. A su vez y en menor medida el despacho presentó ingresos adicionales que contribuyó al total del ingreso por venta de la Compañía.

Normas contables profesionales aplicadas

Preparamos nuestros Estados Financieros Anuales Consolidados de acuerdo con las NIIF, tal cual fueron emitidas por el IASB.

El resumen de las políticas contables significativas aplicadas para la preparación de nuestros estados financieros se expone en la Nota 2.3. a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020. Las políticas contables adoptadas en dichos estados financieros son consistentes con las utilizadas en los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, excepto por ciertas adecuaciones detalladas en la Nota 2.3., las cuales no tuvieron efecto en el resultado neto de 2019.

La preparación de nuestros estados financieros consolidados requiere que la Dirección realice juicios, estimaciones y supuestos contables significativos que afectan los importes de ingresos, gastos, activos y pasivos registrados y la determinación y revelación de activos y pasivos contingentes al cierre del período o ejercicio sobre el que se informa. En este sentido, las incertidumbres asociadas con los supuestos y estimaciones adoptadas podrían dar lugar en el futuro a resultados finales que podrían diferir de dichas estimaciones y requerir de ajustes significativos a los saldos registrados de los activos o pasivos afectados.

Hemos basado nuestros supuestos contables y estimaciones significativas considerando los parámetros disponibles al momento de la preparación de los estados financieros consolidados. Sin embargo, las circunstancias y los supuestos actuales sobre los acontecimientos futuros podrían variar debido a cambios en el mercado o a circunstancias que surjan más allá de nuestro control. Esos cambios se reflejan en los supuestos en el momento en que ellos ocurren.

Las áreas y rubros contables que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de nuestros estados financieros consolidados se exponen en la nota 2.4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados y, en resumen, corresponden a:

- *Recuperabilidad de propiedades, planta y equipo:*

A cada fecha de cierre de período o ejercicio, evaluamos si existe algún indicio de que las propiedades, planta y equipo pudieran estar deteriorados en su valor. El deterioro existe cuando el valor de libros de los activos o unidad generadora de efectivo ("UGEs") exceden su valor recuperable, que es el mayor entre su valor razonable menos los costos de venta de ese activo y su valor de uso. El valor de uso se calcula mediante la estimación de los flujos de efectivo futuros descontados a su valor presente mediante una tasa de descuento que refleja las evaluaciones corrientes del mercado sobre el valor temporal del dinero. Los cálculos de proyecciones cubren un período coincidente con la vida útil de propiedades, planta y equipo. El valor recuperable es sensible a la tasa de descuento utilizada, así como a los ingresos de flujos estimados.

- *Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos*

La valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias depende de varios factores, incluyendo interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos que no son previstos de forma expresa por la ley impositiva vigente, como así también estimaciones en la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Adicionalmente, los cobros y pagos actuales por impuestos pueden diferir de estas estimaciones a futuro, todo ello como resultado, entre otros, de cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten nuestros balances impositivos.

- *Combinación de negocio*

La aplicación del método de adquisición implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios a la fecha de adquisición.

Para la determinación del valor razonable de los activos y pasivos identificables, utilizamos el enfoque de valuación que se considera más representativo para cada elemento. Entre ellos se destacan el (i) enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración se convierten montos futuros en un monto presente único (es decir descontado); (ii) enfoque de mercado mediante la metodología de transacciones comparables; y (iii) enfoque del costo mediante la utilización de valores de reposición depreciados.

En la selección del enfoque a utilizar y la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante las técnicas de valuación mencionadas.

- *Moneda funcional*

Nuestra Dirección aplica juicio profesional en la determinación de su moneda funcional y la de sus subsidiarias. El juicio es efectuado principalmente respecto a la moneda que influencia y determina los precios de venta, los costos de generación, de materiales, inversiones y otros costos, así como también la financiación y las cobranzas derivadas de sus actividades operativas.

Principales Rubros del Estado de Resultados

La siguiente es una breve descripción de las partidas principales de nuestro estado de resultados:

Ingresos

Los ingresos corresponden principalmente a nuestras ventas de energía y potencia (tanto bajo la Resolución N°1/2019, actualmente reemplazada por la Resolución N°31/2020, como bajo contrato) e incluyen nuestras ventas de vapor y otros ingresos por servicios.

Reconocemos nuestros ingresos en función de la disponibilidad de potencia efectiva de sus máquinas, de la energía despachada y del vapor entregado, y como contrapartida un crédito por venta es reconocido. Por su parte, la facturación del servicio es mensual y la contraprestación es recibida habitualmente en un plazo menor a 100 días para lo que se vende bajo la Resolución N°31/2020 y a 30 días para lo que se vende por contratos a privados.

Los ingresos de energía, por puesta a disposición de potencia y vapor (incluyendo la remuneración por mantenimiento no recurrente y la remuneración adicional indirecta) se calculan a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios prevalecientes en el mercado eléctrico, de acuerdo con las regulaciones vigentes. Estos incluyen ingresos por venta de vapor, energía y potencia, puesta a disposición y/o suministrada y no facturada, hasta la fecha de cierre sobre la que se informa, valorados a los precios definidos en los contratos o en las regulaciones respectivas.

Costos de producción

Nuestros costos de producción incluyen los costos relacionados con la generación de energía eléctrica y vapor, tales como depreciación de propiedades, planta y equipo, depreciación de activos por derecho de uso, sueldos y cargas sociales, otros gastos relacionados con el personal de planta, honorarios por servicios profesionales, costos de transporte, seguros, alquiler de inmuebles y equipos, impuestos, tasas y otras contribuciones, conservación, reparación y mantenimiento, contrataciones de obra y otros servicios, combustibles, gas, energía y otros, consumo de materiales, costos de investigación y desarrollo, y otros costos. Véase Nota 20 Gastos por Naturaleza a nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y Nota 16 Gastos por Naturaleza a nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2018.

Gastos de administración y comercialización

Nuestros gastos de administración incluyen gastos indirectos tales como sueldos y cargas sociales, otros gastos relacionados con el personal administrativo, honorarios por servicios profesionales, gastos de transporte, alquileres de inmuebles y equipos, impuestos, tasas y otras contribuciones, conservación, reparación y mantenimiento, gastos de publicidad y propaganda, combustibles, gas, energía y otros, consumo de materiales y otros gastos. Véase Nota 20 Gastos por Naturaleza a nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y Nota 16 Gastos por Naturaleza a nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2018.

Resultado remedición participación preexistente

Corresponde a la remedición del valor razonable del 66,67% de participación preexistente que teníamos sobre las sociedades YGEN e YGEN II registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Véase Nota 4.b y 3.b a nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos corresponden principalmente a los intereses comerciales con CAMMESA y a multas contractuales devengadas. La Gerencia de la Compañía considera que dicha presentación de los intereses comerciales refleja mejor los impactos del ciclo operativo, permitiendo la presentación unificada junto con otros gastos que ya se incluyen dentro de los resultados operativos, particularmente considerando el contexto actual que profundizó el atraso en los plazos de pago a generadoras y distribuidores de energía eléctrica. Consecuentemente, las cifras correspondientes a los intereses comerciales presentados en forma comparativa fueron reclasificados del rubro “Resultados financieros, netos” al rubro “Otros resultados operativos, netos” por $ 71,3 millones, a efectos de mantener la consistencia con las cifras del ejercicio 2020.

En los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, dichos intereses comerciales se encuentran expuestos en el rubro “Resultados financieros, netos” por $ 37,0 millones.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros incluyen el valor neto de las ganancias y pérdidas por intereses ganados (excepto los mencionados en el acápite anterior por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019) y perdidos, diferencias de cambio y otros resultados financieros.

Resultados por participación en sociedades

Los resultados por participación en sociedades incluyen los resultados sobre participaciones en sociedades en la que se ejerce influencia significativa o control conjunto. Véase Nota 11 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y Nota 8 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2018.

Impuesto a las ganancias

Las tasas impositivas efectivas para los ejercicios analizados en este prospecto difieren de la tasa legal del impuesto a las ganancias en la Argentina (30% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018) principalmente debido a la registración del impuesto diferido. El impuesto a las ganancias diferido se reconoce utilizando el método del pasivo sobre las diferencias temporarias entre las bases impositivas de los activos y pasivos y sus importes en libros a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, reconociéndose un activo diferido por las diferencias temporarias deducibles y por la compensación futura de quebrantos impositivos no utilizados (en la medida en que sea probable la existencia de ganancias imponibles disponibles futuras contra las cuales se puedan compensar dichas diferencias temporarias deducibles, y/o se puedan utilizar dichos quebrantos impositivos) o un pasivo diferido por las diferencias temporarias imponibles, según corresponda.

El importe en libros de los activos por impuesto diferido se revisa en cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reduce con cargo al resultado integral del ejercicio o al otro resultado integral, según corresponda, en la medida en que ya no sea probable la existencia de suficiente ganancia imponible futura para permitir que esos activos por impuesto diferido sean utilizados (recuperados) total o parcialmente. Los activos por impuesto diferido no reconocidos se reevalúan en cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reconocen con crédito al resultado del ejercicio o al otro resultado integral, según corresponda, en la medida en que se torne probable la existencia de ganancias imponibles futuras que permitan recuperar dichos activos por impuesto diferido no reconocidos con anterioridad (adicionalmente, véase Nota 2.3.6 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020).

Ajuste por inflación fiscal

La Ley N° 27.468 publicada en el Boletín Oficial el 4 de diciembre de 2018 dispuso que, a los fines de aplicar el procedimiento de ajuste por inflación impositivo, el mismo tendrá vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2018. Respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación del Índice de Precios al Consumidor ("IPC"), calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios supere un 55%, un 30% y en un 15%, para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente. La Compañía ha aplicado el procedimiento de ajuste por inflación impositivo en su estimación del cargo por impuesto a las ganancias a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. El impacto del ajuste por inflación impositivo a partir del ejercicio 2019 fue imputado de la siguiente forma: 1/6 en ese mismo ejercicio fiscal y los 5/6 restantes en partes iguales durante los siguientes cinco años.

Resultados de las Operaciones

Resultados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

La siguiente tabla muestra cierta información financiera como porcentaje de los ingresos por ventas para los períodos y ejercicios indicados:

	2020	**2019**	**2018**
	(Porcentaje de ingresos)		
Ingresos	100,00%	100,00%	100,00%
Costos de producción	-46,76%	-47,79%	-33,71%
Resultado Bruto	**53,24%**	**52,21%**	**66,29%**
Gastos de administración y comercialización	-9,83%	-8,25%	-7,64%
Resultado remedición participación preexistente	-	-	25,05%
Regularización de acreencias	-	3,79%	-
Otros resultados operativos, netos	9,66%	1,07%	-0,004%
Resultado operativo	**53,07%**	**48,82%**	**83,70%**
Resultado por participación en sociedades	1,66%	4,83%	3,76%
Resultados financieros, netos *	-9,41%	-12,78%	-18,56%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	**45,33%**	**40,87%**	**68,90%**

	2020	2019	2018
	(Porcentaje de ingresos)		
Impuesto a las ganancias	-17,73%	-14,64%	-5,85%
Resultado neto del período/ejercicio por operaciones continuadas	**27,60%**	**26,23%**	**63,05%**
Resultado después del impuesto a las ganancias del ejercicio correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	0,19%
Resultado neto del ejercicio	**27,60%**	**26,23%**	**63,23%**

* Ver "Otros resultados operativos, netos" en la sección "Principales Rubros del Estado de Resultados"

Ingresos	**Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de**		
Tipo de bien o servicio	**2020**	**2019**	**2018**
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Energía Base	6.736.948	7.037.934	3.268.971
Ingresos bajo contrato	12.971.452	7.910.556	3.448.667
Ventas de vapor	1.383.735	1.109.936	386.509
Otros ingresos por servicios	324.091	55.489	20.758
	21.416.226	**16.113.915**	**7.124.905**

Ingresos	**Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de**		
Por Cliente	**2020**	**2019**	**2018**
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
CAMMESA [(2)]	14.914.117	12.010.183	5.881.414
YPF [(2)]	4.989.680	3.587.598	1.119.111
Y-GEN [(1)(2)]	-	-	10.209
Y-GEN II [(1)(2)]	-	-	10.549
U.T. Loma Campana [(2)]	146.675	127.587	69.922
Profertil S.A. [(2)]	369.820	119.587	8.979
Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A.	134.095	70.061	9.222
Toyota Argentina S.A.	164.421	63.749	9.114
CT Barragán [(2)]	128.818	35.564	-
CAF S.A.	165.845	-	-
Holcim Argentina S.A.	118.678	-	-
Otros	284.077	99.586	6.385
	21.416.226	**16.113.915**	**7.124.905**

[(1)] Sociedades controladas desde el 31 de marzo de 2018.

[(2)] Sociedades relacionadas.

Ingresos

Los ingresos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron de $ 21.416,2 millones, lo que representa un aumento del 32,9% en comparación con los $ 16.113,9 millones correspondientes al 2019. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos del Grupo antes mencionados se destacan:

Mayores ingresos bajo contrato provenientes de nuestros PPA a largo plazo por $ 5.060,9 millones, lo que representa un incremento del 64%, debido principalmente a:

- Central Térmica El Bracho: El incremento de los volúmenes de generación fue del 383,5%, gracias a la entrada en operación de la TV, tras la finalización del proyecto de cierre de ciclo, lo cual incrementó la eficiencia de la planta favoreciendo su despacho.
- Parque eólico Los Teros I: entró en operación hacia finales del tercer trimestre de 2020 con factor promedio de capacidad de 51,6%.
- Loma Campana I: tanto la disponibilidad comercial como la generación disminuyeron durante el ejercicio 12,1% y 12,0%, respectivamente debido a una falla registrada a mediados de abril de 2020 que mantuvo a la máquina fuera de servicio hasta mediados de junio 2020.
- Loma Campana II se produjo un aumento de su disponibilidad comercial en 4,3% comparado con el ejercicio anterior. Esto se explica principalmente por fallas experimentadas durante los meses de junio y julio de 2019. Por otro lado, la energía vendida aumentó 2,2% comparado con el año anterior como consecuencia de mayor disponibilidad. Adicionalmente, desde finales del segundo trimestre de 2020 se incrementó el despacho gracias a que la central opera fuera del sistema de transporte troncal con cupos excedentes de gas natural para ese año.
- Loma Campana Este: La energía vendida disminuyó 6,7%, principalmente como consecuencia de una menor demanda de YPF S.A.
- La Plata Cogeneración tuvo una disponibilidad mayor al año anterior y al mismo tiempo tuvo un incremento de la energía y el vapor vendidos, por el mantenimiento programado realizado en los meses de mayo y junio de 2019.
- La Plata Cogeneración II entró en operación comercial el 27 de octubre de 2020, La generación de energía y la disponibilidad fueron bajas debido a indisponibilidades por obstrucciones en la cámara de combustión.

Los factores operativos indicados han sido acompañados por un incremento de los precios expresados en pesos debido a la devaluación promedio del 34% registrada entre ejercicios, impactando en los precios nominados en dólares.

Menores ingresos de Energía Base por $ 301 millones, lo que representa una disminución de 4,3%.

En este sentido, el Complejo de Generación Tucumán experimentó una leve suba del 0,7% comparado con el año anterior. Cabe destacar que durante el cuarto trimestre de 2019 se realizó el mantenimiento de la TG N°2 en la Central de San Miguel. A su vez, la energía vendida aumentó 8,4% comparado al año anterior debido a que los bajos caudales en los ríos Paraná y Uruguay hicieron que las centrales hidroeléctricas de dicha cuenca reduzcan su producción favoreciendo el mayor despacho del parque térmico del sistema. Esta situación, junto con la mayor disponibilidad de gas debido a la condición Take or Pay del gas de Bolivia y la baja demanda prioritaria de gas natural incrementó el despacho de las centrales de Tucumán. Adicionalmente, ha impactado la baja de los ingresos de reconocimiento de costos de combustibles por la derogación de la Resolución SGE N° 70/2018 y la pesificación de las tarifas y posterior discontinuación del ajuste por inflación de las mismas, aplicable a las ventas del mes de febrero de 2020 en adelante.

Mayores ingresos por venta de vapor por $ 273,8 millones, lo que representa un incremento del 24,7%, provenientes de la Central La Plata Cogeneración, por mayores precios de venta expresados en pesos argentinos por la devaluación del ejercicio y mayores volúmenes de ventas en el presente ejercicio, debido a un mantenimiento programado durante los meses de mayo y junio de 2019.

Los ingresos correspondientes al ejercicio de 2019 fueron de $ 16.113,9 millones, lo que representa un aumento del 126,2% en comparación con los $ 7.124,9 millones correspondientes al ejercicio 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados se destacan:

- Mayores ingresos bajo contrato, provenientes de nuestros PPA a largo plazo por $ 4.461,9 millones, lo que representa un incremento del 129,4%, como consecuencia de la consolidación de nuestras centrales térmicas el Bracho y Loma Campana II (que comenzaron a consolidarse desde el mes de abril de 2018), una mayor generación del parque eólico Manantiales Behr, que comenzó gradualmente sus operaciones en julio de 2018, y a mayores ventas de LC I debido a que durante el primer semestre de 2018 su despacho se encontraba limitado por restricciones de la transportista. Adicionalmente, como consecuencia de que nuestros precios de venta se encuentran nominados íntegramente en dólares, en todos los casos se registraron mayores precios de venta expresados en pesos debido a la devaluación del 72% del peso registrada en el ejercicio de 2019, comparada con el ejercicio de 2018.
- Mayores ingresos de Energía Base por $ 3.769,0 millones, lo que representa un incremento de 115,3%. Este incremento se origina principalmente en mayores precios de venta expresados en pesos, dado que el efecto de los menores precios nominados en dólares estadounidenses por la aplicación de la Resolución SEE 1/2019 fue más que compensando por el efecto de la devaluación del peso. Asimismo, dicha devaluación también compensó el menor despacho del Complejo Generación Tucumán por la liberación de precio de gas de importación de Bolivia, dado que la SGE instruyó a CAMMESA a reconocer el precio

del gas de Bolivia en el despacho a través de la Resolución 25/2018. Adicionalmente, contribuyen a la variación, los ingresos reconocidos por la aplicación de la Resolución SGE N° 70/2018 a partir del último trimestre de 2018, que permitió la declaración de combustible propio lo cual implicó que los ingresos provenientes del reconocimiento de combustible se incluyeran dentro del rubro de ventas, parcialmente compensado por la baja en los precios por el cambio de la Resolución 19/17 a la Resolución 1/19.

- Mayores ingresos por venta de vapor por $ 723,4 millones, o 187,2%, provenientes de la Central La Plata Cogeneración, como consecuencia de mayores precios de venta expresados en pesos, compensados parcialmente con una disminución del 1,4% en la producción de vapor como consecuencia de la realización de un mantenimiento mayor en la Central La Plata Cogeneración durante el segundo trimestre de 2019.

Costos de Producción

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

Nuestro costo de producción representó el 46,8%, 47,8% y 33,7% de nuestros ingresos por ventas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Los costos de producción correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a $ 10.013,4 millones, un 30% superior a los $ 7.701,3 millones correspondientes al año 2019, motivado principalmente por:

- Incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo en $ 1.850,7 millones debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación a costo histórico en dólares según la moneda funcional de la Sociedad. Adicionalmente, durante 2020 entraron en operación el Parque Eólico Los Teros (tercer trimestre), la nueva Cogeneración en La Plata y la turbina de vapor de El Bracho, éstos dos últimos durante el cuarto trimestre de 2020 con el consecuente inicio de la depreciación de los proyectos. Por último, la culminación de obras durante el cuarto trimestre de 2019, siendo la más importante el mantenimiento programado de La Plata Cogeneración impactaron, a diferencia del año anterior, durante todo el presente ejercicio. Adicionalmente, en lo relativo a los proyectos de mantenimiento de las plantas operativas se destaca la depreciación del mantenimiento de la TG N° 2 de San Miguel de Tucumán, finalizado en enero 2020.
- Disminución en las compras de combustible, gas, energía y otros por $ 502,5 millones, por la derogación de la Resolución SGE N° 70/2018 que redujo los volúmenes de compras bajo la gestión del Grupo, y a una disminución del precio del gas.
- Incremento de sueldos y cargas sociales y de otros gastos de personal por $ 350,8 millones por los incrementos salariales otorgados y por el incremento de la plantilla promedio anual.
- Incremento en los costos de conservación, reparación y mantenimiento y en contrataciones de obras y otros por $ 483,7 millones, por el incremento general de precios de la economía y por los trabajos de construcción de la línea de alta tensión de Santa Cruz.
- Incremento en los seguros devengados por $ 169,4 millones, por el incremento en los costos de las pólizas en dólares vigentes, principalmente relacionado con el efecto de la devaluación.

Los costos de producción correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a $ 7.701,3 millones, un 220,7% superior comparado con los $ 2.401,6 millones correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, motivado principalmente por:

- Incremento en las compras de combustibles, gas, energía y otros por $ 2.377,2 millones, como consecuencia de mayores compras de gas por la aplicación de la Resolución SGE N° 70/2018.
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en $ 1.522,5 millones debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación a costo histórico en dólares según la moneda funcional de la Sociedad, y a la finalización del Parque eólico Manantiales Behr en el segundo semestre de 2018.
- Incremento de los costos de transporte, producto y carga por $ 520,4 millones por el incremento general de precios de la economía y por la aplicación de la Resolución SGE N° 70/2018.
- Incremento en los sueldos, cargas sociales y otros gastos de personal en $ 189,7 millones, relacionado directamente con los incrementos salariales del ejercicio y al incremento de la nómina de personal en 2019.
- Incremento en los costos de contrataciones de obras y otros y de conservación, reparación y mantenimiento de $ 303,2 millones debido fundamentalmente al incremento general de precios de la economía y la suscripción de nuevos contratos de mantenimiento a largo plazo celebrados durante el segundo semestre de 2018.
- Incremento en los seguros devengados por $ 74,4 millones, como consecuencia del incremento en los costos de las pólizas en dólares estadounidenses vigentes, principalmente relacionado con el efecto de la devaluación.

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los ejercicios indicados, una apertura de nuestros costos de producción.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	4.653.075	2.802.383	1.279.867
Depreciación de activos por derecho de uso	98.103	39.643	-
Materiales y útiles de consumo	190.052	134.233	50.153
Gastos bancarios	-	-	4
Alquileres	2561	943	3.865
Honorarios y retribuciones por servicios	3.662	19.862	17.539
Otros gastos al personal	22.068	47.209	26.072
Conservación, reparación y mantenimiento	649.353	328.271	148.733
Seguros	333.358	163.973	89.596
Sueldos y cargas sociales	966.569	590.608	422.069
Contrataciones de obras y otros	408.296	245.670	121.960
Transporte, producto y carga	754.573	673.738	153.312
Combustible, gas, energía y otros	1.919.007	2.421.554	44.363
Impuestos, tasas y contribuciones	11.682	11.607	6.779
Investigación y desarrollo	-	-	6.343
Diversos	994	221.559	30.970
Total	**10.013.353**	**7.701.253**	**2.401.625**

Gastos de Administración y comercialización

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a $ 2.104,7 millones, con un incremento del 58,3% comparado con los $ 1.329,3 millones registrados en el año 2019, debido al incremento en el impuesto sobre los ingresos brutos como consecuencia principalmente del aumento de las ventas, a mayores gastos de personal como consecuencia de aumento de nómina y el incremento de los honorarios por servicios profesionales.

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a $ 1.329,3 millones, presentando un incremento del 144,2% comparado con los $ 544,4 millones registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, motivado fundamentalmente por el incremento en los impuestos, tasas y contribuciones, a mayores gastos de personal e incremento de la previsión para créditos por ventas de dudoso cobro.

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los ejercicios indicados precedentemente, una apertura de nuestros gastos de administración y comercialización:

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	8.924	4.631	-
Depreciación de activos por derecho de uso	49.136	28.998	-
Materiales y útiles de consumo	6.659	6.466	1.564
Gastos bancarios	4.374	5.159	2.742
Alquileres	6.667	5.611	13.433
Honorarios y retribuciones por servicios	135.221	80.308	63.056
Otros gastos al personal	144.968	84.511	55.506

Conservación, reparación y mantenimiento	11.433	1.871	5.682
Seguros	914	87	305
Sueldos y cargas sociales	646.293	375.975	108.151
Contrataciones de obras y otros	135.929	-	-
Transporte, producto y carga	157	-	-
Provisión para deudores de dudoso cobro	-	48.772	-
Impuestos, tasas y contribuciones	941.317	646.658	272.924
Publicidad y propaganda	5.791	5.494	1.806
Diversos	6.954	34.739	19.245
Total	**2.104.737**	**1.329.280**	**544.414**

Resultado remedición participación preexistente

En 2018, la remedición del valor razonable del 66,67% de participación preexistente que la Sociedad tenía sobre Y-GEN e Y-GEN II, resultó en una ganancia de $ 1.785 millones que se registró como resultado procedente de operaciones continuadas. Este monto corresponde a la diferencia positiva que surge de comparar el valor razonable de la participación preexistente, que ascendió a $ 3.225 millones y el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación en la fecha de adquisición, que ascendía a $ 1.440 millones.

Regularización de acreencias

Con fecha 16 de agosto de 2019, CAMMESA y la Sociedad firmaron un acuerdo definitivo para cancelar el saldo de remuneración por mantenimiento no recurrentes y la Remuneración adicional - Fideicomiso que se pagó en forma de liquidación de venta con fecha de vencimiento a definir (“LVFVD”). En virtud del acuerdo celebrado, durante el mes de agosto de 2019 la Sociedad cobró $ 1.327 millones (IVA incluido) y registró una ganancia neta, antes de impuestos, de $ 611 millones, la que fue reconocida en el rubro “Regularización de acreencias” del estado de resultados integrales consolidado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos corresponden principalmente a los intereses comerciales con CAMMESA y a multas contractuales devengadas. La Gerencia de la Compañía considera que dicha presentación de los intereses comerciales refleja mejor los impactos del ciclo operativo, permitiendo la presentación unificada junto con otros gastos que ya se incluyen dentro de los resultados operativos, particularmente considerando el contexto actual que profundizó el atraso en los plazos de pago a generadoras y distribuidores de energía eléctrica. Consecuentemente, las cifras correspondientes a los intereses comerciales presentados en forma comparativa para 2019 fueron reclasificados del rubro “Resultados financieros, netos” al rubro “Otros resultados operativos, netos” por $ 71,3 millones, a efectos de mantener la consistencia con las cifras del ejercicio 2020. En los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, dichos intereses comerciales se encuentran expuestos en el rubro “Resultados financieros, netos” por $ 37,0 millones.

Resultado operativo

El resultado operativo correspondiente al presente ejercicio fue de $ 11.366,5 millones debido a los factores descriptos anteriormente, un 44,5% superior en comparación con el resultado operativo de $ 7.867,5 millones correspondiente al año 2019. Asimismo el resultado operativo correspondiente al ejercicio 2018 ascendió a $ 5.963,6 millones.

Resultado por participación en sociedades

Los resultados por participación en sociedades correspondientes a 2020 fueron una ganancia de $ 355,9 millones, con una disminución del 54,3% en comparación al año anterior, debido a los menores resultados reportados por nuestra sociedad relacionada Inversora Dock Sud. CDS tuvo un aumento en la disponibilidad comercial del 8,7% durante el ejercicio comparado con el año anterior. Ello se debió principalmente al mantenimiento programado durante 2019 tanto del CC N°9 como el CC N°10, seguido de una falla registrada en la TV en 2019. A su vez, la energía vendida aumentó 4,9% durante 2020 comparado con el año anterior, principalmente explicado por el aumento en la disponibilidad. Sin perjuicio de esto, cabe destacar que CDS ha sido afectada por la pesificación de tarifas y la discontinuación del ajuste por inflación de las tarifas previamente mencionado.

Los resultados por participación en sociedades correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron una ganancia de $ 778,2 millones, en comparación con la ganancia de $ 268,0 millones, correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de

diciembre de 2018. Este fuerte incremento se debe a los mejores resultados provenientes de la inversión indirecta en la asociada Central Dock Sud como consecuencia de mayores ventas de energía expresadas en pesos.

Resultados financieros, netos

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

Los resultados financieros, netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron una pérdida de $ 2.014,8 millones, en comparación con la pérdida de $ 2.060,2 millones correspondientes a 2019. Explican esta variación:

- Incremento de los intereses netos y otros resultados financieros (incluidas las actualizaciones financieras) por $ 972,4 millones debido al incremento de los préstamos (principalmente obligaciones negociables locales e internacionales) emitidos entre mayo y julio de 2019 que han impactado durante todo el ejercicio 2020. Esta situación se ha visto atenuada por la cancelación de préstamos que devengaban tasas de interés más altas con nuevas emisiones dollar-linked realizadas durante los meses de junio y octubre de 2020 a tasas que oscilan entre 0% y 1,49%. Asimismo, debido a los proyectos finalizados durante el último trimestre se ha finalizado la capitalización de intereses requerida por las normas contables aplicables. En contraposición, se ha generado mayores intereses ganados por la gestión financiera de los excedentes de fondos.
- Incremento en la pérdida por diferencia de cambio neta por $ 990,2 millones, principalmente generada por los créditos fiscales acumulados por las importantes inversiones realizadas y la demora en las cancelaciones de CAMMESA, compensado parcialmente por una menor tasa de devaluación del ejercicio 2020.
- Ganancia de $ 2.007,9 millones superior a la del ejercicio anterior por las operaciones con inversiones en títulos valores realizadas.

Los resultados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron una pérdida de $ 2.060,2 millones, en comparación con la pérdida de $ 1.322,5 millones correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. En este orden, se registraron mayores intereses, netos (ganados y perdidos) por $ 2.110,7 millones debido principalmente a la toma de nuevos préstamos financieros en el segundo semestre del 2018 y tercer trimestre de 2019, con una menor capitalización de dichos intereses como parte del costo de las obras en curso en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, y mayores cargos por actualizaciones financieras y otros egresos financieros por $ 114,5 millones. Compensando esta variación, en 2019 se registró variación positiva de la diferencia de cambio neta (generada por activos y pasivos) por $ 46,5 millones, como consecuencia de que la devaluación en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue del 59% comparada con la devaluación de 102,2% registrada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, con una mayor afectación de los pasivos monetarios nominados en pesos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Impuesto a las ganancias

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio 2020 fue negativo en $ 3.796,9 millones, en comparación con el cargo negativo de $ 2.359,0 millones correspondiente a 2019. La variación se debe principalmente al mayor pasivo diferido originado por el efecto del ajuste por inflación fiscal sobre activos y pasivos monetarios y al mayor efecto de conversión contable del rubro propiedades, planta y equipo, generado por la devaluación del peso del 40,6% en 2020, parcialmente compensado con el ajuste impositivo de dichos bienes y por un aumento en el quebranto impositivo, principalmente generado por la diferencia de cambio fiscal de los préstamos financieros.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue negativo en $ 2.359,0 millones, en comparación con el cargo negativo de $ 419,1 millones correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. La variación se debió principalmente al efecto del ajuste por inflación fiscal sobre activos y pasivos monetarios y al mayor efecto de conversión contable del rubro propiedades, planta y equipo, parcialmente compensado con el ajuste impositivo de dichos bienes y por un aumento en el quebranto impositivo, principalmente generado por la diferencia de cambio fiscal de los préstamos financieros.

Operaciones discontinuadas

Con fecha efectiva 2 de febrero de 2018, la Sociedad cedió y transfirió a YPF S.A. la participación del 27% que poseía en el Consorcio Área Ramos en la provincia de Salta (Ver Notas 3.a y 18 a los Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2018). Como consecuencia de dicha operación, se han expuesto como un resultado proveniente de operaciones discontinuadas, los generados por el Consorcio Área Ramos hasta el momento de su venta. En este sentido, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 se registró por la operación del Consorcio Área Ramos un resultado neto de $ 13,3 millones.

Resultado neto

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

El resultado neto correspondiente al presente ejercicio 2020 fue una ganancia de $ 5.910,6 millones, en comparación con la ganancia de $ 4.226,6 millones generada el año anterior. Las principales explicaciones sobre la variación del resultado 2020 están explicadas en los apartados precedentes.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de $ 4.226,6 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de $ 4.505,4 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Otros resultados integrales

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

Los otros resultados integrales correspondientes al ejercicio 2020 fueron positivos en $ 19.345,4 millones, en comparación con los $ 15.790,9 millones positivos registrados por este concepto durante 2019. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares, por la depreciación del peso durante el presente ejercicio y de la variación del valor razonable de los instrumentos de cobertura de flujo de efectivo sobre tasas de interés de nuestras sociedades controladas Y-GEN e Y-GEN II.

Los otros resultados integrales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron positivos en $ 15.790,9 millones, en comparación con el cargo positivo registrado por este concepto durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 de $ 11.197,1 millones. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares estadounidenses, por la depreciación del peso durante el ejercicio 2019, y de la variación del valor razonable de los instrumentos de cobertura de flujo de efectivo sobre tasas de interés de nuestras sociedades controladas Y-GEN e Y-GEN II.

Liquidez y Recursos de Capital

Indicadores

Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	Al 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Liquidez corriente [(1)]	0,81	1,36	1,38
Solvencia [(2)]	0,65	0,59	0,79
Inmovilización del capital [(3)]	0,83	0,78	0,72
Rentabilidad [(4)]	10,2%	11,9%	30,6%

(1) Activo Corriente sobre Pasivo Corriente
(2) Patrimonio Neto sobre Pasivo Total
(3) Activo no corriente sobre Activo Total
(4) Resultado del ejercicio sobre Patrimonio Neto Promedio

Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad mantenía un capital de trabajo negativo de $ 7.399,4 millones, como consecuencia de encontrarse en pleno proceso de construcción o reciente finalización de las centrales y parques eólicos detallados en la Nota 27 de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020. Sin perjuicio de esto, con base en las condiciones actuales del mercado financiero doméstico, el Directorio y la Gerencia de la Sociedad no anticipan inconvenientes para renovar las Obligaciones negociables y otras líneas de crédito que vencen durante 2021, de ser necesario.

La deuda financiera (préstamos) total en circulación al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 fue de $ 87.886,3 millones, $ 60.505,3 millones y $ 24.771,0 millones, respectivamente, que consta de préstamos de corto plazo (incluyendo la parte corriente de préstamos a largo plazo) por $ 29.030,6 millones, $ 9.770,2 millones y $ 6.514,4 millones respectivamente, y préstamos de largo plazo por $ 58.855,6 millones, $ 50.735,0 millones y $ 18.256,6 millones al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, toda nuestra deuda estaba denominada en dólares estadounidenses.

Con fecha 25 de febrero de 2021, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7230, prorrogando el punto 7 de la Comunicación A 7106 para quienes registren vencimientos de capital programados entre el 1 de abril y el 31 de diciembre de 2021. El plan de refinanciación debía presentarse al BCRA antes del 15 de marzo del 2021 en caso los vencimientos de capital programados entre el 1° de abril y el 15 de abril de 2021. En los restantes casos, deberá presentarse como mínimo 30 días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse.

A la fecha del presente prospecto, la Sociedad tiene dos financiamientos alcanzados por estas comunicaciones: (i) un préstamo financiero con Citibank N.A por un valor remanente de 30 millones de dólares con vencimiento el 5 de Marzo de 2021 (para el que ya se ha acordado con el banco la extensión del vencimiento del 60% del saldo hasta el 6 de marzo de 2023) y; (ii) ON Clase I por un valor remanente de 100 millones de dólares con vencimiento el 10 de Mayo de 2021. Sin embargo, la Sociedad no anticipa impactos negativos por la prórroga de esta última comunicación

Los siguientes cuadros presentan información de nuestro flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Flujo de efectivo de las actividades operativas	12.233.931	7.395.103	5.436.708
Flujo de efectivo de las actividades de inversión	(11.700.448)	(22.915.630)	(10.829.186)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(4.409.305)	16.165.324	9.292.223
(Disminución) Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	**(3.875.822)**	**644.797**	**3.899.745**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	3.450.735	9.375.548	662.509
Efectivo y equivalentes de efectivo de activos mantenidos para su disposición	21.194	(21.194)	-
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	14.700.487	4.701.336	139.082
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	**14.296.594**	**14.700.487**	**4.701.336**

Principales variaciones en la Generación y Aplicación de Fondos

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los $ 12.233,9 millones, un 65,4% superior a la del ejercicio anterior. Este incremento de $ 4.838,8 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (excepto depreciaciones y amortizaciones) de $ 5.432,5 millones. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los $ 7.395,1 millones, un 36% superior a la del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Este incremento de $ 1.958,4 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA AJUSTADO sin considerar el resultado por participación en sociedades, de $ 5.194,6 millones, ni el resultado del primer trimestre de 2018 por remedición de la participación preexistente en Y-GEN e Y-GEN II, compensado por un mayor incremento del capital de trabajo de $ 2.208,8 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión en 2020 alcanzó un total de $ 11.700,4 millones durante el ejercicio 2020, un 48,9% menor al año anterior, con un nivel de inversiones en activos fijos que totalizaron $14.985,2 millones (incluyendo los anticipos a proveedores) e ingresos netos por operaciones con títulos valores por $3.448,9 millones ($ 1.441,0 millones durante el ejercicio anterior). El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 alcanzó un total de $ 22.915,6 millones, un 111,6% mayor al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, principalmente porque las inversiones en activos fijos totalizaron $ 24.203,7 millones (incluyendo adquisiciones y anticipos a proveedores relacionados con propiedad, planta y equipo correspondientes a Luz del León durante el cuarto trimestre de 2019), en comparación con $ 8.293,6 millones en 2018, siendo superiores en un 192%.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó en 2020 un total de $ 4.409,3 millones, lo que representa una disminución del 127,3%, en relación a la generación de fondos de 2019 de $ 16.165,3 millones. Esta variación se debe principalmente a una disminución en los aportes de socios por $ 5.691 millones, una disminución neta en la toma de préstamos por $ 11.878,4 millones y un mayor pago de intereses y otros costos financieros por $ 3.005,3 millones por un mayor nivel de endeudamiento. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 el flujo de efectivo generado por las actividades de financiación alcanzó un total de $ 16.165,3 millones, lo que representa un incremento neto de fondos de $ 6.873,1 millones, representando un incremento del 74% con respecto al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Esta variación fue generada principalmente por un incremento neto de préstamos por $ 5.800,0 millones como consecuencia de las emisiones de obligaciones negociables realizadas en el segundo y tercer trimestre de 2019 y por un mayor aporte de capital de nuestros socios por $ 2.970,8 millones, correspondiente a la integración del saldo pendiente relacionado con el aumento de capital suscripto por GE EFS el 20 de marzo de 2018. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, como resultado de sus actividades de financiación la Compañía tuvo un mayor incremento neto de fondos de $ 7.770,0 millones. Esta variación fue generada principalmente por mayores préstamos obtenidos netos de cancelaciones de $ 5.823,0 millones, compensados con mayores aportes de capital recibidos de $ 2.720,3 millones.

Adicionalmente en 2020, debido a la revaluación de los saldos de efectivo y equivalentes nominados en dólares, y producto de la devaluación registrada del 40,6%, dichos saldos se incrementaron en $ 3.450,7 millones. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, y como consecuencia de la fuerte devaluación registrada, y de que la Sociedad ha mantenido mayoritariamente la posición de efectivo y equivalentes en dólares estadounidenses, se registraron revaluaciones en los saldos de efectivo por un valor de $ 9.375,5 millones, un 1.315,2% superior a las del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. La siguiente tabla establece nuestros compromisos con respecto al capital de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2020, más los intereses devengados, pero no pagados a esa fecha (importes expresados en miles de pesos):

	Menos de 3 meses	**3 a 12 meses**	**1 a 5 años**	**Más de 5 años**	**Total**
Préstamos	6.876.869	22.153.780	21.997.992	36.857.635	87.886.276

Obligaciones Contractuales

El siguiente cuadro (elaborado en base a nuestra información interna) contiene información referida a nuestras obligaciones contractuales, expresados en millones de dólares, en virtud de contratos vigentes al 31 de diciembre de 2020:

Obligaciones Contractuales [(1)]	**Total**	**Menos de 1 año**	**1 – 3 años**	**3 – 5 años**	**Más de 5 años**
			(en millones de US$)[(5)]		
Préstamos [(2)]	896,7	383,2	304,3	140,1	69,0
Servicios de O&M [(3)]	336,8	38,5	117,7	90,2	90,4
Otros pasivos [(4)]	117,7	104,8	5,3	1,9	5,7

Obligaciones Contractuales [1]	Total	Menos de 1 año	1 – 3 años	3 – 5 años	Más de 5 años
			(en millones de US$)[5]		
Total.....	1.351,2	526,6	427,3	232,3	165,1

(1) El momento previsto de pagos de las obligaciones del cuadro anterior se estima con base en la información actual. La sincronización de los pagos y los montos efectivamente pagados pueden ser diferentes dependiendo del momento de recepción de los bienes o servicios, o cambios en los montos acordados para algunas obligaciones.
(2) Los montos proyectados incluyen intereses para todos los períodos presentados. Los correspondientes a préstamos con una tasa variable, se calcularon teniendo en cuenta la tasa aplicable al 31 de diciembre de 2020. Adicionalmente, véase "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera —Liquidez y Recursos de Capital- Compromisos en nuestros préstamos.
(3) Incluye pagos de acuerdos por los servicios de operación y mantenimiento para todas nuestras centrales.
(4) Incluye cuentas por pagar, remuneraciones y cargas sociales, cargas fiscales, otros pasivos financieros, pasivos por arrendamiento y provisiones según nuestros Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2020.
(5) Las cifras originalmente expresadas en pesos fueron convertidas a dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio de cierre aplicable al 31 de diciembre de 2020.

Las obligaciones relacionadas con las inversiones correspondientes a los proyectos en curso se detallan en la Sección "Información sobre la Emisora"- "Generación de Energías Renovables en Construcción" y "Generación de Energía en Centrales Térmicas en Construcción" más adelante en el presente Prospecto.

Compromisos en nuestros préstamos

Nuestra deuda financiera asciende a $ 87.886,3 millones y $ 60.505,3 millones, incluidos los intereses devengados (a largo y corto plazo de la deuda) al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 respectivamente. Hemos acordado, entre otros, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre nuestros activos.

Durante el primer trimestre de 2020 entró en vigencia el contrato de financiamiento entre YPF Energía Eléctrica S.A. y HSBC Bank USA, N.A. que cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Finnvera plc. y su desembolso se encontraba sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones que han sido cumplidas y por lo tanto HSBC ya ha desembolsado la totalidad del préstamo.

Asimismo, también durante el primer trimestre de 2020, nuestra subsidiaria Luz de León firmó con DFC y BNP Paribas un contrato de financiamiento para el proyecto Parque Eólico Cañadón León por hasta USD 150 millones. Bajo este contrato DFC desembolsará, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, USD 50 millones y BNP Paribas, también sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, hasta USD 100 millones, de los cuales ya ha realizado el desembolso de USD 80 millones. Dicho contrato se encuadra dentro de la modalidad de "Project Finance" y el tramo correspondiente a BNP Paribas cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Alemana Euler Hermes Aktiengesellschaft.

El 24 de junio de 2020 la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Clase III bajo el Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables. La colocación alcanzó los US$ 50 millones, a una tasa fija de 1,49%, con vencimiento en diciembre de 2021 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 24 de septiembre de 2020.

El financiamiento obtenido en la colocación fue destinado a proyectos de inversión que el Grupo se encuentra desarrollando.

Con fecha 28 de octubre de 2020, la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Clase IV y V bajo el Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables. Las colocaciones de las ON Clase IV y V alcanzaron los US$ 30 millones y US$ 20 millones, a una tasa fija de 0% y 1%, con vencimientos en octubre de 2022 y octubre 2023, respectivamente. Los intereses son pagaderos trimestralmente a partir del 28 de enero de 2021.

El financiamiento obtenido en las colocaciones será destinado a proyectos de inversión que el Grupo se encuentra desarrollando y/o la refinanciación de pasivos, incluyendo la cancelación del préstamo celebrado con Inter-American Investment Corporation (IIC) e Inter-American Development Bank (IDB) el 2 de diciembre de 2016 por US$ 200 millones.

Los pagos de las sumas de capital, servicios de intereses y demás sumas que correspondan bajo las Obligaciones Negociables serán realizados en pesos al tipo de cambio aplicable, según lo definido en el suplemento de precio.

Nuestra línea de crédito proporciona una fuente importante de liquidez para la Compañía.

Mayoritariamente, nuestros préstamos contienen cláusulas habituales de compromisos financieros (*covenants*) asociados al ratio de apalancamiento y al ratio de cobertura de servicio de deuda. El detalle de nuestros préstamos se expone en la Nota 17 a los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2020.

Bajo los términos de los contratos de préstamos, si incumpliéramos un compromiso o no pudiéramos remediarlo en el plazo estipulado, estaríamos en incumplimiento (default), situación que limitaría nuestra liquidez y, dado que la mayoría de nuestros préstamos contienen disposiciones de incumplimiento cruzado, dicha situación podría resultar en una exigibilidad anticipada de nuestras obligaciones.

A la fecha de emisión de este Prospecto ninguna porción de nuestra deuda se encuentra bajo algún supuesto de incumplimiento que podría desencadenar una disposición de aceleración. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 estábamos en cumplimiento de todos los compromisos en relación con nuestra deuda.

Garantías Otorgadas

A fines de garantizar el cumplimiento de las fechas de habilitación comercial comprometidas, se emitieron seguros de caución a favor de CAMMESA por un monto de: (i) US$ 8.352.144, bajo el PPA Cogeneración La Plata II, el cual fue dado de baja desde el día 22 de enero de 2021, fecha en que CAMMESA notificó a la aseguradora la liberación de la póliza debido a la habilitación comercial obtenida el 27 de octubre de 2020, (ii) US$ 26.373.600 bajo el PPA El Bracho TV, el cual fue dado de baja desde el día 20 de enero de 2021, fecha en que CAMMESA notificó a la aseguradora la liberación de la póliza) debido a la habilitación comercial obtenida el 23 de octubre de 2020, (iii) se han otorgado seguros de caución por US$ 22.562.500 y US$ 15.734.375 bajo el PPA de Los Teros para garantizar la habilitación comercial de esta etapa en la fecha comprometida, los cuales fueron dados de baja desde el día 20 de enero de 2021, fecha en que CAMMESA notificó a la aseguradora la liberación de la póliza debido a la habilitación comercial obtenida entre septiembre y octubre de 2020, (iv) US$ 15.562.500 bajo el PPA de Los Teros II y (v) US$ 42.768.000 para Cañadón León. Se aplica una penalidad por incumplimiento de la fecha comprometida de habilitación comercial la que, si no es abonada, habilita a CAMMESA a ejecutar la garantía entregada. Cada uno de estos PPA quedará resuelto de pleno derecho si no se alcanza la fecha de habilitación comercial comprometida en el plazo de 180 días, sin perjuicio de la ejecución de la garantía por CAMMESA. Actualmente todas las obras de los proyectos de la compañía están con actividad y avanzando, con los correspondientes protocolos para asegurar el bienestar de las personas y el cumplimiento de todas las regulaciones al respecto. La Compañía aún se encuentra analizando el impacto por Covid19 en las obras. Para más detalles, por favor consultar la sección Información sobre la emisora - Activos de generación de energía de la Sociedad

Inversiones Bienes de Capital

Inversiones de Capital

El siguiente cuadro indica nuestras inversiones en Bienes de Capital para cada actividad en los ejercicios finalizado el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:					
	2020		**2019**		**2018**	
Inversiones de Capital	**En miles de pesos**	**(%)**	**En miles de pesos**	**(%)**	**En miles de pesos**	**(%)**
Energía						
Centrales eléctricas y parques eólicos	13.694.470	94,9%	22.337.973	91,64%	9.119.227	92,32%
Materiales y repuestos	732.076	5,1%	2.003.827	8,22%	736.145	7,45%
Otros	7.918	0,1%	33.086	0,14%	22.638	0,23%
Total	**14.434.464**	**100%**	**24.374.886**	**100%**	**9.878.010**	**100%**

Desinversiones

No hemos hecho ninguna desinversión significativa en los últimos tres años. Sin embargo, durante el primer trimestre del 2018, con fecha efectiva 2 de febrero de 2018, la Sociedad cedió y transfirió a YPF la participación del 27% que poseía en el Consorcio Área Ramos en la provincia de Salta. Asimismo, con fecha efectiva 1 de marzo de 2018, la Sociedad cedió y transfirió a YPF la participación del 10% que poseía en Central Dock Sud S.A.

Acuerdos fuera de balance

A la fecha del presente Prospecto, no tenemos ningún acuerdo material fuera de balance.

Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos de mercado, por los cuales podríamos incurrir en utilidades o pérdida futuras como resultado de cambios en el tipo de cambio, en la tasa de interés y los precios.

En la nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020 exponemos una descripción cualitativa y cuantitativa de los riesgos mencionados.

El análisis de sensibilidad incluido en dicha nota podría variar significativamente como resultado de un número de factores, entre ellos los detallados en "*Factores de Riesgo*" del presente Prospecto.

Exposición al tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de la Sociedad, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF LUZ es el dólar estadounidense, la moneda que genera la mayor exposición es el peso.

Exposición a las tasas de interés

La Compañía se encuentra expuesta a riesgos asociados con las fluctuaciones de las tasas de interés por los préstamos e inversiones. Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable. Asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa de interés fija.

El riesgo asociado a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de la tasa LIBOR.

En septiembre de 2019, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2020, permitiendo su aplicación anticipada. Las enmiendas en la Reforma de las Tasas de Interés de Referencia (enmiendas a las NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7) aclaran que las entidades seguirán aplicando ciertos requisitos contables de cobertura suponiendo que la tasa de interés de referencia en la que se basan los flujos de efectivo cubiertos y los flujos de efectivo del instrumento de cobertura no se modificará como resultado de dicha reforma.

Asimismo, en los contratos de préstamos firmados durante el ejercicio 2020, en los casos que fuera aplicable, la Compañía ha incorporado cláusulas para calcular tasas alternativas a la LIBOR, en caso de que esta no esté disponible.

A la fecha de emisión del presente Prospecto, la Gerencia de la Compañía no cuenta con elementos para analizar el impacto de las modificaciones mencionadas.

En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluye principalmente depósitos a la vista y cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "money market" o renta fija de corto plazo.

Riesgo de precio

La Compañía no se encuentra expuesta a variaciones en los precios en relación con los ingresos bajo contrato (incluyendo ventas de vapor), los cuales representan el 67% y 56% del total de ingresos de la Compañía en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, dado que las mismas están denominadas en precios fijos en dólares estadounidenses por períodos entre 5 y 21 años de duración que proporcionan estabilidad en los flujos operativos. Con respecto de los ingresos bajo Energía Base, que por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 representaron el 31% de los ingresos, cabe destacar que con fecha 26 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/2020 que modifica los criterios de remuneración establecidos en la Resolución 1-SRRyME/2019. Asimismo, en abril de 2020, el Secretario de Energía envió a CAMMESA la Nota 24910606 a través de la cual instruye se posponga -hasta nueva decisión- la aplicación del ajuste de la remuneración a los generadores sin contratos establecido por la Resolución N° 31/2020.

Hechos Posteriores

Prenda de acciones clase A de la Sociedad

Con fecha 12 de febrero de 2021, la Sociedad fue notificada en los términos del artículo 215 de la Ley General de Sociedades de que YPF S.A. ha gravado 1.873.535.178 acciones ordinarias escriturales Clase A de la Sociedad con un derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía y en beneficio de ciertos beneficiarios, en virtud del Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía celebrado por YPF S.A. con fecha 12 de febrero de 2021. La mencionada cantidad de acciones son representativas del 50% del capital social y 50% de los votos de la Sociedad. Dicha prenda se encuentra sujeta a lo dispuesto por el estatuto y el Acuerdo de Accionistas de la Sociedad.

Requisitos adicionales para realizar egresos a través del mercado de cambios

Con fecha 25 de febrero de 2021, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7230, prorrogando el punto 7 de la Comunicación "A" 7106 de fecha 15 de septiembre de 2020, y sus modificatorias (la "Comunicación 7106") para quienes registren vencimientos de capital programados entre el 1 de abril y el 31 de diciembre de 2021. El plan de refinanciación deberá presentarse al BCRA antes del 15 de marzo del 2021 para los vencimientos de capital programados entre el 1° de abril y el 15 de abril de 2021. En los restantes casos, deberá presentarse como mínimo 30 días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse.

Asimismo, a partir del 1° de abril de 2021, se eleva de US$1 millón a US$ 2 millones 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. de la Comunicación 7106.

Finalmente, la presentación del plan de restructuración no será necesaria para cancelar:

- Endeudamientos originados a partir del 1° de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios;
- 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 del punto 7 de la Comunicación 7106.
- La porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en dicho punto 7 Comunicación 7106.

A la fecha de emisión del presente Prospecto, la Compañía tiene dos financiamientos alcanzados por estas comunicaciones: (i) un préstamo financiero con Citibank N.A por un valor remanente de 30 millones de dólares con vencimiento el 5 de marzo de 2021 (para el que ya se ha acordado con el banco la extensión del vencimiento del 60% del saldo hasta el 6 de marzo de 2023) y; (ii) ON Clase I por un valor remanente de 100 millones de dólares con vencimiento el 10 de mayo de 2021.

Sin embargo, la Sociedad no anticipa impactos negativos por la prórroga de esta última comunicación.

A la fecha de emisión del presente Prospecto no han existido hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía no hubieren sido considerados en el mismo, o en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2020.

FACTORES DE RIESGO

Invertir en las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa implica riesgos. Antes de adoptar una decisión de inversión, los eventuales compradores deberán considerar cuidadosamente los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de Precio, si hubiera. Nuestra actividad, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse seria y adversamente afectados por cualquiera de estos riesgos. El precio de negociación de las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa podría caer debido a cualquiera de estos riesgos, perdiendo los inversores todo o parte de su inversión. Los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de Precio, si hubiera, son riesgos de los que nosotros actualmente tenemos conocimiento y consideramos que nos pueden afectar sustancialmente o a quienes inviertan en las obligaciones negociables del Programa. También podrán existir otros riesgos que actualmente no consideramos sustanciales pero que podrían afectar a su actividad en el futuro.

Las operaciones e ingresos de YPF LUZ están sujetos a riesgos como resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras. Los inversores deberán considerar cuidadosamente estos riesgos.

Riesgos relacionados con la oferta

Las obligaciones negociables estarán efectivamente subordinadas al pago de nuestro endeudamiento garantizado.

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables tendrán por lo menos igual prioridad de pago que toda nuestra demás deuda existente y futura no garantizada y no subordinada, salvo aquellas obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, incluyendo, entre otras, los créditos fiscales y laborales. Salvo que se especifique de modo distinto en el Suplemento de Precio pertinente, el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, no prohibirá que incurramos en endeudamiento adicional y contendrá excepciones significativas a la restricción sobre nuestra posibilidad de incurrir en deuda garantizada. Si nos declaráramos en quiebra o fuéramos liquidados, los prestamistas garantizados tendrán prioridad sobre los reclamos de pago de las obligaciones negociables en la medida de los activos que constituyan su garantía. Si quedaran activos luego del pago de los prestamistas garantizados, esos activos podrían resultar insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las obligaciones negociables y otra deuda no garantizada, así como los créditos de otros acreedores generales quienes tendrán derecho a participar a prorrata con los tenedores de obligaciones negociables.

De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, también podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad de ciertos otros acreedores descriptos en los párrafos precedentes, las obligaciones negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada por nosotros, según describa el respectivo Suplemento de Precio o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera. Al 31 de diciembre de 2020, el monto de nuestra deuda senior garantizada asciende a US$ 190 millones.

Podrá no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables

Puede que no exista un mercado de negociación activo para las ON en el marco de este programa. Podremos solicitar la negociación de las obligaciones negociables de una clase o serie en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en el MAE o cualquier otro mercado de valores; no obstante, no podemos garantizar que se aceptarán estas solicitudes. Si las obligaciones negociables fueran negociadas luego de su emisión inicial, podrán negociar a descuento a su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés prevalecientes, el mercado de títulos similares, las condiciones económicas generales y su comportamiento financiero.

No podemos garantizar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables de una clase o serie, o de desarrollarse, que se mantendrá tal mercado. Si no se desarrollara o mantuviera un mercado activo para la negociación de las obligaciones negociables, el precio de mercado y liquidez de las obligaciones negociables podrán verse seriamente afectados.

Las obligaciones negociables podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas.

Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas en base a una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Como resultado, las obligaciones negociables podrán ser transferidas o vendidas únicamente en operaciones registradas según sus términos o sobre la base de una exención de dicho registro y en cumplimiento de cualquier otra ley de títulos valores aplicable en otras jurisdicciones. Estas restricciones podrían afectar la capacidad de vender las obligaciones negociables adquiridas. Véase "*De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia*" del Prospecto.

Podremos rescatar las obligaciones negociables antes de su vencimiento, según se prevea en las condiciones de emisión.

Todas las obligaciones negociables podrán ser rescatadas (i) en caso ocurrir ciertas modificaciones del régimen impositivo argentino, o (ii) a nuestra opción por cualquier otra razón, si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio. Podremos optar por rescatar tales obligaciones negociables cuando las tasas de interés prevalecientes estén relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos obtenidos en el rescate en títulos similares a una tasa de interés efectiva tan alta como la tasa de las obligaciones negociables.

El precio al que los tenedores de las obligaciones negociables podrán venderlas antes de su vencimiento dependerá de una serie de factores y podría significar una suma substancialmente menor a la originalmente invertida por los tenedores.

El valor de mercado de las obligaciones negociables puede verse afectado en cualquier momento como consecuencia de fluctuaciones en el nivel de riesgo percibido respecto a la Compañía o el mercado en la cual la misma opera. Por ejemplo, un aumento en el nivel de dicho riesgo percibido podría causar una disminución en el valor de mercado de las obligaciones negociables. En cambio, una disminución en el nivel de la misma podría causar un aumento en el valor de mercado de las obligaciones negociables.

El nivel de riesgo percibido podrá verse influenciado por factores políticos, económicos, financieros y otros, complejos e interrelacionados, que podrán afectar los mercados monetarios en general o específicamente el mercado en el que opera la Compañía. Volatilidad es el término usado para describir el tamaño y la frecuencia de las fluctuaciones de los mercados. Si la volatilidad de la percepción del riesgo cambia, el valor de mercado de las obligaciones negociables podría verse modificado.

Los tenedores de obligaciones negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de nuestra Compañía o nuestros directores, funcionarios y personas controlantes.

La Compañía está constituida bajo las leyes de Argentina, y nuestro domicilio social está ubicado en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina. La mayoría de los directores, funcionarios y personas controlantes tienen su domicilio real en la Argentina. Asimismo, nuestros activos y sus activos están ubicados en la Argentina. Por ende, podría ser dificultoso para los tenedores de obligaciones negociables cursar notificaciones judiciales en jurisdicciones distintas a la Argentina a dichas personas o hacer valer sentencias contra ellas, inclusive en acciones fundadas en responsabilidad civil bajo las leyes federales de otros países, como ser Estados Unidos, en materia de títulos valores. Asimismo, bajo la ley argentina, la ejecución de sentencias extranjeras es reconocida siempre que se cumplan los requisitos de los artículos 517 a 519 del Código de Procesal Civil y Comercial de la Nación, entre ellos el requisito de que la sentencia no debe violar principios de orden público de la ley argentina, conforme lo determine el tribunal argentino. No podemos asegurar que un tribunal argentino no habría de considerar que la ejecución de una sentencia extranjera que nos obligue a realizar un pago bajo obligaciones negociables en moneda extranjera fuera de Argentina resulta contraria a las normas de orden público de Argentina, si en ese momento existieran restricciones legales que prohibieran a los deudores argentinos transferir divisas fuera de Argentina con el fin de cancelar deudas. En base a la opinión de nuestros asesores legales argentinos, existen dudas acerca de la exigibilidad contra nuestros directores, funcionarios y personas controlantes en Argentina, por responsabilidad fundada exclusivamente en las leyes federales de otros países, como ser Estados Unidos, en materia de títulos valores ya sea en acciones originales o en acciones de ejecución de sentencias de tribunales de otros países, siempre cuando dichas acciones sean contrarias a las normas de orden público de Argentina. Nuestros asesores legales argentinos también nos han informado que la ejecución ante un tribunal argentino de sentencias emanadas de tribunales de otras jurisdicciones, como ser Estados Unidos, respecto de tal responsabilidad estará sujeta al cumplimiento de los requisitos del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación antes descriptos.

Es posible que algunos de nuestros bienes no puedan ser ejecutados.

En Argentina, los activos que son esenciales para la prestación de un servicio público no pueden ser objeto de un embargo, tanto preventivo como ejecutivo. En consecuencia, los tribunales argentinos podrían no ordenar la ejecución de sentencias contra los activos de YPF LUZ que sean determinados por un tribunal como esenciales para la prestación de un servicio público.

Actualmente, los activos relacionados con el negocio de generación de energía de la Compañía se consideran parte de una actividad de interés general, y su embargo no está restringido por imperio de la ley. Si un tribunal argentino efectuara tal determinación con respecto a cualquiera de los activos de la Compañía, salvo que el gobierno argentino expresamente renunciara a ello con el alcance permitido por la ley aplicable, tales activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal en la medida en que se mantenga dicha determinación, y como resultado la capacidad de los acreedores de la Compañía de hacer valer una sentencia contra tales activos podría verse afectada negativamente.

No se puede asegurar que la calificación otorgada a las obligaciones negociables que se emitan bajo el Programa no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora.

La calificación otorgada a las obligaciones negociables emitidas bajo el Programa podría variar luego de su emisión. Dicha calificación es limitada en su alcance y no tiene en consideración todos los riesgos relacionados con la inversión en las obligaciones negociables, sino que sólo refleja las consideraciones tenidas en cuenta por la sociedad calificadora al momento de la calificación.

En este sentido, con fecha 18 de septiembre de 2020, S&P Global Ratings ("S&P") resolvió modificar la calificación de las obligaciones negociables no garantizadas (*Senior Unsecured*) de la Compañía, en escala internacional de B- a CCC+. Dichos cambios se correspondieron con la revisión a la baja de B- a CCC- en la evaluación de Transferencia y Convertibilidad (*Transfer & Convertibility Assessment* en inglés) realizada por S&P para la República Argentina. La modificación de la calificación realizada por S&P comprendió la calificación de las obligaciones negociables clase II emitidas por la Compañía bajo el Programa por un monto de US$ 400 millones.

No se puede asegurar que dicha calificación se mantenga por un período determinado o que la misma no vuelva a ser disminuida, suspendida o cancelada si, a juicio de la sociedad calificadora, las circunstancias así lo ameritan. Cualquier disminución, suspensión

o cancelación de dicha calificación podría tener un efecto adverso sobre el precio de mercado y la negociación de las obligaciones negociables.

Los pagos de sentencias contra nuestra Compañía en relación con las obligaciones negociables emitidas bajo el Programa y en moneda distinta al Peso podrían ser realizados en Pesos.

En caso de iniciarse procedimientos contra nuestra Compañía en Argentina, ya sea para hacer valer una sentencia o como resultado de una acción original iniciada en Argentina, podríamos no estar obligados a satisfacer dichas obligaciones en una moneda distinta del peso o la moneda de curso legal en Argentina vigente en ese momento. En consecuencia, los inversores podrían sufrir una diferencia en menos de dólares estadounidenses (o la moneda de emisión de las obligaciones negociables) si obtienen una sentencia o distribución de activos por quiebra en Argentina si los inversores no pudieran adquirir en el mercado local de cambios argentino los dólares estadounidenses equivalentes al tipo de cambio vigente.

Conforme surge de las normas cambiarias establecidas por el BCRA vigentes a la fecha del presente Prospecto, se requiere la conformidad previa del BCRA por parte de los no residentes para acceder al mercado local de cambios para la compra de moneda extranjera independientemente del monto involucrado en la operación, excepto para determinadas personas. Las personas humanas residentes, también deberán obtener la previa conformidad del BCRA, para acceder al mercado local de cambios para la compra de moneda extranjera por montos superiores a US$ 200 mensuales. En virtud de ello, los inversores deberán contar con la previa conformidad del BCRA, para adquirir dólares estadounidenses en el mercado local de cambios con los fondos recibidos por el cobro de pesos (ya sea del deudor o a través de la ejecución de créditos contra los activos del deudor) por el pago de intereses del capital de deuda.

Las variaciones en las tasas de interés de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros o en el tipo de cambio podrían derivar en aumentos significativos en nuestros costos financieros.

Estamos autorizados a tomar fondos en préstamo para financiar la compra de activos, incurrir en gastos de capital, cancelar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Al 31 de diciembre de 2020 una parte de nuestra deuda financiera es sensible a la variación de la tasa de interés local (véase adicionalmente "Información sobre la Emisora – Liquidez y Recursos de Capital"). Consecuentemente, una variación sustancial en las tasas de interés podría dar lugar a cambios significativos en el monto destinado al servicio de deuda y en nuestros gastos por interés, y como tal, afectar nuestros resultados y nuestra condición financiera.

Adicionalmente, los intereses y montos de capital en moneda distinta al Peso que deben abonarse serán pagaderos en dólares estadounidenses, y las variaciones en el tipo de cambio del Peso versus el dólar estadounidense podrían dar lugar a un aumento significativo en el monto de intereses y pagos de capital que la Compañía debe pagar.

Podríamos vernos imposibilitados de recomprar las obligaciones negociables ante un Cambio de Control.

Ante el acaecimiento de un Supuesto de Recompra por Cambio de Control tal como se describe en "*De la oferta y negociación – Rescate y compra - Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control*" del Prospecto, podríamos estar obligados a ofrecer la recompra de todas nuestras obligaciones negociables en circulación al 101% de su valor nominal más los intereses devengados e impagos. Nuestra fuente de fondos para dicha recompra de obligaciones negociables serían los fondos disponibles, los fondos generados por nuestras operaciones u otras fuentes, incluidos préstamos, ventas de activos o ventas de acciones. Es posible que no podamos recomprar las obligaciones negociables ante el acaecimiento de un Supuesto de Recompra por Cambio de Control porque es posible que no tengamos los fondos o recursos financieros suficientes para comprar todas las obligaciones negociables ofrecidas luego de un Supuesto de Cambio de Control. Si no recompráramos las obligaciones negociables ofrecidas ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control podríamos incurriré un incumplimiento bajo el Contrato de Fideicomiso. No podemos asegurar que nuestros endeudamientos futuros no nos prohibirán comprar las obligaciones negociables ante un supuesto de cambio de control, establecer que un cambio de control sea un supuesto de incumplimiento o requerir la recompra de las obligaciones negociables ante un supuesto de cambio de control. Además, el ejercicio por parte de los tenedores de obligaciones negociables de su derecho a exigirnos la compra de las obligaciones negociables bajo el Contrato de Fideicomiso podría provocar un supuesto de incumplimiento de otra de nuestras deudas, incluso si el supuesto de cambio de control no lo provoca por sí mismo, debido al efecto financiero que dicha compra nos provocaría.

Riesgos relacionados con la Argentina

Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina.

Todas nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina, y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas imperantes en la Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros. Usted debe hacer su propia investigación sobre la Argentina y las condiciones imperantes en este país antes de tomar una decisión de inversión en nosotros.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación de la moneda. No podemos asegurar que la economía argentina crecerá o cuándo el país saldrá de la recesión, especialmente en virtud de los eventos recientes como la pandemia

de COVID-19, la cual probablemente tendrá consecuencias adversas que no se pueden estimar en este momento (para más información, véase "Riesgos relacionados con nuestro negocio"— Un brote de enfermedad o amenaza de salud pública similar, como COVID-19 (coronavirus), podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones" de este Prospecto). Si las condiciones económicas de la Argentina tienden a deteriorarse, si la inflación se acelerará más, o si no resultaren efectivas las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional o bien incentivar la actividad económica doméstica, podría afectar adversamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias. De acuerdo con los datos de inflación publicados por el INDEC, cuya página web oficial es http://www.indec.gob.ar, en 2019 el IPC y el IPIM se incrementaron en un 53,8% y 58,5%, respectivamente. En 2020 el IPC aumentó 36,1%, mientras que el IPIM aumentó en 35,4%. Por su parte, en enero y febrero de 2021, el IPC registró una variación del 4,0% y del 3,6%, respectivamente, mientras que el IPIM registró una variación del 5,6% y del 6,1%, en dichos períodos. La inflación acumulada de tres años superó el 100% provocando que la Argentina sea considerada como una economía hiperinflacionaria a los efectos contables y de reporte financiero. Véase "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Factores que afecta nuestras operaciones – Condiciones Macroeconómicas".

Asimismo, ciertas variables macroeconómicas que se vieron afectadas durante 2019 y 2020 pueden verse afectadas durante 2021. Entre otras variables, el crecimiento de la tasa de interés de Argentina (la tasa Badlar promedió un 48,9% durante 2019 y un 29,9% durante 2020), el peso argentino ha experimentado una devaluación del 58% durante el período diciembre 2018-diciembre 2019 y del 40,49% durante el período diciembre 2019-diciembre 2020. A su vez, hubo una variación negativa de la actividad económica en el PBI del 2,2% en 2019, mientras que durante los primeros nueves meses de 2020 el PBI acumuló una caída del 11,8% principalmente debido a las consecuencias ocasionadas por la pandemia COVID-19. Por su parte el riesgo país de Argentina en 2020 si bien se redujo, en comparación con los 1.743,78 puntos al 31 de diciembre de 2019, se mantuvo por encima de los 1.000 puntos alcanzando los 1.551 puntos al 17 de marzo de 2021.

La economía argentina depende de una serie de factores, incluyendo (pero no limitado a) los siguientes:

- La producción local, la demanda internacional y los precios para los principales *comodities* de exportación de Argentina;
- La estabilidad y competitividad del peso con relación a otras monedas;
- La competitividad y eficiencia de la industria y servicios locales de la Argentina;
- El nivel de consumo interno;
- Inversión y financiamiento interno y externo;
- Shocks económicos externos adversos;
- Cambios en las políticas oficiales que pudiera adoptar el Gobierno Argentino;
- Disputas laborales y paros, que pueden afectar diversos sectores de la economía argentina;
- El nivel de gastos por parte del Gobierno Argentino y las dificultades para disminuir el déficit fiscal;
- El nivel de desempleo, que afecta el consumo interno;
- Epidemias o pandemias;
- Una exitosa reestructuración de la deuda soberna en moneda extranjera y bajo ley extranjera
- La inestabilidad política; y
- Las tasas de interés y de inflación.

La economía argentina también es sensible a los acontecimientos políticos locales. El 10 de diciembre de 2019, la nueva administración enfrenta desde su asunción desafíos en materia macroeconómica, como aquellos relacionados con los intentos por reducir la tasa de inflación, alcanzar un superávit comercial y fiscal, incrementar reservas de divisas del país, preservar el valor del peso y la mejora de la competitividad de la industria argentina, asegurar la estabilidad financiera y controlar el brote del COVID-19, entre otras. Es difícil predecir el impacto de las medidas que el nuevo gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían tomarse (incluidas las medidas relacionadas con el sector energético). La incertidumbre podría conducir adicionalmente a una mayor volatilidad de los precios del mercado de valores argentino, incluidas en particular las empresas del sector energético, como la nuestra, dado el alto grado de regulación estatal e intervención en esta industria. Además, no podemos garantizar que las políticas y programas actuales que se aplican al sector energético continúen en el futuro.

La Ley N° 27.541 denominada "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública", fue publicada en el Boletín Oficial con fecha 23 de diciembre de 2019. De acuerdo con dicha ley, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, pensiones, aranceles, energía, salud y asuntos sociales.

Adicionalmente, se estableció la creación del impuesto “Por una Argentina inclusiva y solidaria (PAIS)” por cinco años, el cuál corresponde a un cargo excedente del 30% sobre: la compra de moneda extranjera (el cual también se aplica a las cantidades mensuales que se pueden comprar de conformidad con la Comunicación “A” 6815 del BCRA), independientemente del uso de dicha moneda, como ahorros, el pago de servicios del exterior, viajes internacionales y servicios de transporte. Esas medidas se tomaron para crear las condiciones para garantizar la sostenibilidad de la deuda fiscal y pública, promover la recuperación productiva y fortalecer la naturaleza redistributiva social. Es difícil predecir el impacto de esta ley o cualquier medida futura que el gobierno argentino podría adoptar o no en la economía argentina y particularmente en el resultado de nuestras las operaciones y nuestra condición financiera.

El 14 de diciembre de 2020, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley N°27.591 a través de la cual se estableció el presupuesto de gastos y recursos de la administración nacional, el cual tiene como objetivo central la recuperación económica del país y cuyas principales proyecciones son las siguientes:

- un déficit estimado para 2021 del 4,5% del PBI;
- un crecimiento de la economía del 5% por ciento del PBI;
- el pago de intereses se reducirá del 3,5% al 1,5% del PBI;
- una inflación promedio del 29%,
- un tipo de cambio promedio a diciembre de 2021 de $102 por cada Dólar Estadounidense;
- que las exportaciones crecerán un 10,2% y un incremento de las importaciones de 20,4%, con un saldo de balanza comercial superavitaria de alrededor de US$15.087 millones; y
- que el consumo privado aumentará un 5,5% y el consumo público 2%.

En caso que las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional no resuelvan los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, los niveles de inflación pueden continuar o incrementarse y tener un efecto adverso en la economía de Argentina e, indirectamente, en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación. La inflación también puede conducir a un aumento en la deuda de la República y tener un efecto adverso en la capacidad de la República de pagar su deuda, principalmente en el mediano y largo plazo cuando la mayoría de la deuda indexada a la inflación vence. Además, los resultados fiscales más débiles podrían tener un efecto material adverso sobre la capacidad del Gobierno para acceder al financiamiento a largo plazo, lo que, a su vez, podría tener un efecto adverso en la economía y la situación financiera de la Argentina e indirectamente en nuestro negocio, condición financiera y en los resultados de nuestras operaciones.

La administración gubernamental actual enfrenta el gran desafío de lograr una renegociación exitosa de la deuda externa de Argentina con el FMI y con el Club de París. El acceso de Argentina (y, en consecuencia, las empresas argentinas) a los mercados internacionales de capital en el futuro podría verse afectado de manera significativa por los resultados de estas negociaciones. Para obtener más información, véase "Reseña y perspectiva operativa y financiera - Factores que afectan nuestras operaciones - Condiciones macroeconómicas" de este prospecto.

La economía argentina es vulnerable a situaciones adversas que afectan a sus principales socios comerciales. Una disminución significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina, como Brasil, China o los Estados Unidos, podría tener un efecto material adverso en la balanza comercial y afectar negativamente el crecimiento económico de la Argentina, y por lo tanto podría afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones. Por otra parte, depreciación significativa de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales podría afectar negativamente a la competitividad de la Argentina y por lo tanto afectar negativamente su economía y nuestra condición financiera y resultados de operación.

Por otro lado, un aumento sustancial en el valor del peso argentino frente al dólar afectaría adversamente la competitividad económica de la Argentina. Una apreciación real significativa del peso argentino afectaría adversamente las exportaciones y aumentaría el déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo, así como reducir los ingresos del sector público argentino al reducir la recaudación de impuestos en términos reales, dada su fuerte carga actual con dependencia en los impuestos sobre las exportaciones.

Adicionalmente, debido a las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional durante o después de la Crisis Económica de la Argentina del 2001-2002, accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina comenzaron procedimientos de arbitraje contra el Gobierno Nacional ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") y las normas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (la "UNCITRAL"). Las demandas pendientes que se tramitan ante el CIADI y UNCITRAL podrían generar nuevos fallos en contra del Gobierno Nacional, lo que podría dar como resultado un efecto adverso significativo en la capacidad del Gobierno Nacional para implementar reformas e incentivar el crecimiento económico. No podemos asegurar que el Gobierno Nacional no incumplirá en el futuro sus obligaciones. Si el Gobierno Nacional fuera a cesar el pago de la deuda, ello probablemente resultaría en un deterioro de la actividad económica, aumento de las tasas de interés, presión sobre el mercado cambiario y alta inflación, y como tal afectar negativamente nuestras

operaciones y/o situación financiera. Asimismo, si la Argentina no tuviera acceso a financiación privada internacional o de organismos multilaterales, o ve limitada la recepción de inversión extranjera directa, es posible que la Argentina no esté en condiciones de hacer frente a sus obligaciones y la financiación proveniente de instituciones financieras multilaterales podría verse limitada o no estar disponible. Asimismo, la falta de capacidad de la Argentina para obtener crédito en mercados internacionales podría tener, en el futuro, un efecto adverso en nuestra habilidad para acceder a los mercados de crédito internacional a tasas de mercado para financiar nuestras operaciones.

Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias materiales adversas para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera. y resultados de operaciones

Nuestras operaciones están sujetas a riesgos relacionados con brotes de enfermedades infecciosas. La pandemia de COVID-19 se ha extendido rápidamente por varias áreas geográficas y ha causado trágicas consecuencias para muchas personas. Los esfuerzos globales para detener el virus, incluida la elaboración y aplicación masiva de vacunas para neutralizar el efecto del virus original y sus nuevas variantes, han tenido y seguirán teniendo importantes consecuencias económicas. Además de los impactos adversos del COVID-19 en los mercados financieros, nuestra industria se vio afectada a nivel mundial por una caída significativa de la demanda, especialmente durante marzo y el segundo trimestre de 2020. Consulte "—Riesgos relacionados con el sector eléctrico". Con el fin de mitigar el impacto económico de la pandemia de COVID-19 y el cierre de negocios no esenciales, el gobierno argentino ha adoptado medidas de ayuda social, monetaria y fiscal. No podemos asegurarles si estas medidas serán suficientes para evitar una severa recesión económica en Argentina, particularmente si las condiciones actuales se prolongan y si los principales socios comerciales de Argentina enfrentan al mismo tiempo una recesión económica.

La demanda de energía ha sido y probablemente seguirá siendo afectada negativamente por las condiciones macroeconómicas derivadas de la pandemia de COVID-19 y las medidas adoptadas por el gobierno argentino, incluidas las medidas futuras, para proteger a la población y combatir la enfermedad. En 2020 nuestras actividades se han visto afectadas negativamente por las medidas adoptadas para proteger a la población y combatir la enfermedad, que incluyen (i) aislamiento social preventivo y obligatorio y (ii) medidas para proteger la fuerza laboral mediante la imposición de dobles indemnizaciones y una limitación de los despidos. Posteriormente, las restricciones se flexibilizaron, recuperando paulatinamente una cierta normalidad en el funcionamiento social y económico del país, por lo que, hubo una recuperación gradual en la demanda.

No podemos predecir o estimar el impacto negativo final de COVID-19, los resultados de las operaciones y la situación financiera, ya que todo ello es aún incierto y dependerá de eventos futuros fuera de nuestro control, incluida la intensidad y duración de la pandemia y las medidas gubernamentales tomadas para contener el virus o mitigar el impacto económico. En la medida en que la pandemia de COVID-19 continue afectando negativamente a nuestro negocio, también puede aumentar muchos de los otros riesgos descritos en esta sección de "Factores de riesgo".

La evolución de la economía argentina depende en gran medida de una reestructuración exitosa de la deuda pública, incluida la del FMI

Durante 2018, el FMI aprobó un acuerdo stand-by de tres años para Argentina por un monto superior a US$ 50 mil millones. Entre 2018 y 2019, el FMI desembolsó aproximadamente US$ 44,1 mil millones. A la fecha del presente Prospecto, el Gobierno Argentino ha iniciado negociaciones con el FMI para renegociar los vencimientos del acuerdo, originalmente planeado para los años 2021, 2022 y 2023.

Durante la segunda mitad de 2019, el mercado internacional comenzó a mostrar signos de dudas si la deuda de Argentina continuaría siendo sostenible. Por esta razón, el riesgo país alcanzó niveles altos lo que a su vez causó una disminución significativa en el precio de los bonos soberanos argentinos. Como consecuencia de esto, con fecha 29 de agosto de 2019, mediante el Decreto N ° 596/2019, el gobierno argentino anunció su intención de llevar a cabo un reperfilamiento de algunas de sus deudas, las cuales consistían en (i) la extensión del vencimiento de bonos de corto plazo sujetos a la Ley Argentina, solo aplicable a personas jurídicas, las cuales serían reembolsados en su totalidad en tres cuotas (15% en la fecha de vencimiento original, 25% en el aniversario de tres meses de la fecha de vencimiento original y el 60% restante en el aniversario de seis meses de la fecha de vencimiento original). Las personas que compraron dichos valores antes del 31 de julio de 2019 no se vieron afectadas por dicha extensión y recibieron el pago completo en la fecha de vencimiento original; (ii) entrega de un proyecto de ley al Congreso argentino para extender los vencimientos de otros bonos regulados por la ley argentina sin la aplicación de ningún recorte en el capital o los intereses; (iii) la propuesta de extender el plazo de vencimiento de los bonos extranjeros; y (iv) el comienzo de las conversaciones con el FMI para extender el vencimiento original de sus préstamos, para evitar el riesgo de incumplimiento para 2020 y 2023.

Con fecha el 20 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 49/2019, que extendió las fechas de vencimiento de los bonos a corto plazo denominados en dólares estadounidenses y sujetos a la ley argentina hasta el 31 de agosto, 2020, solo válido para personas físicas que adquirieron dichos valores antes del 31 de julio de 2019.

La Ley N ° 27.541 denominada "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública", fue publicada en el Boletín Oficial con fecha 23 de diciembre de 2019. De acuerdo con dicha ley, el Gobierno Argentino declaró la

emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, pensiones, aranceles, energía, salud y asuntos sociales. Adicionalmente, se estableció la creación del impuesto "Por una Argentina inclusiva y solidaria (PAIS)" por cinco años, el cuál corresponde a un cargo excedente del 30% sobre: la compra de moneda extranjera, (el cual también se aplica a las cantidades mensuales que se pueden comprar de conformidad con la Comunicación "A" 6815 del BCRA) independientemente del uso de dicha moneda, como ahorros, el pago de servicios del exterior, viajes internacionales y servicios de transporte. Esas medidas se tomaron para crear las condiciones para garantizar la sostenibilidad de la deuda fiscal y pública, promover la recuperación productiva y fortalecer la naturaleza redistributiva social. Con respecto a la deuda pública nacional, y de conformidad con el Informe de Política Monetaria del BCRA del mes de febrero de 2020, el Gobierno Nacional se compromete a restaurar la sostenibilidad de la deuda pública.

El 12 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública emitida bajo Ley Extranjera a través de la cual se otorgaron facultades al Ministerio de Economía de la Nación para llevar adelante la reestructuración de la deuda pública externa. Se espera que el Ministerio de Economía de la Nación establezca los términos y condiciones e implemente los actos necesarios para llevar a cabo la reestructuración. En esa línea, y en la misma fecha, se publicó el Decreto N° 141/2020 que determinó que el pago de la amortización correspondiente a los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020 (el "Bono Dual AF20") será postergado en su totalidad al 30 de septiembre de 2020, a la vez que se interrumpe el devengamiento de los intereses, pero no interrumpirá el devengamiento de intereses ya devengados. No obstante lo cual, este reperfilamiento no alcanzará las tenencias registradas al 20 de diciembre de 2019, siempre y cuando cumplan las siguientes condiciones: (i) correspondan a personas humanas y las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago; (ii) el valor de la tenencia registrada al 20 de diciembre de 2019 sea inferior o igual a valor nominal original de US$20 mil; y (iii) que correspondan, directa o indirectamente a personas humanas que las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago y cuya trazabilidad pueda ser verificada por los citados organismos de contralor estatales.

El 11 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial, el Decreto N° 141/2020 que pospuso el pago total de la amortización de los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" hasta el 30 de septiembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto no alcanzaba a las personas físicas quienes al 20 de diciembre de 2019 poseía dichos valores en una cantidad principal de menos de US$. 20.000.

El 6 de abril de 2020, se publicó el Decreto N° 346/2020 en el Boletín Oficial, que: i) difirió los pagos de los servicios de intereses y los reembolsos de capital de la deuda pública nacional instrumentados por valores denominados en dólares estadounidenses emitidos bajo la ley de la República Argentina hasta el 31 de diciembre de 2020 o hasta una fecha anterior que el Ministerio de Economía podrá determinar, tomando en cuenta el grado de avance en el proceso diseñado para restaurar la sostenibilidad de la deuda pública argentina, y (ii) autorizar al Ministerio de Economía a realizar operaciones de gestión de pasivos u ofertas de canje, o implementar medidas de reestructuración que afecten bonos en moneda regidos por la ley argentina cuyos pagos hayan sido diferidos de conformidad con dicho decreto.

El 21 de abril de 2020, Argentina invitó a los tenedores de aproximadamente US$ 66,5 mil millones a la reestructuración de ciertos bonos denominados en dólares y euros, que se rigen por la ley extranjera, que consiste en una oferta de canje por nuevos bonos. La invitación contemplaba el uso de cláusulas de acción colectiva incluidas en los términos y condiciones de dichos bonos, por lo que la decisión de determinadas mayorías obligaría a los tenedores que no se presenten a la oferta de canje. El 31 de agosto de 2020 anunció que había obtenido los consentimientos de los tenedores de bonos requeridos para canjear o modificar el 99.01% del monto total de capital en circulación de todas las series de bonos elegibles invitados a participar en la oferta de canje. La reestructuración se cerró el 4 de septiembre de 2020. Como resultado de la restructuración, la tasa de interés promedio que pagan los bonos externos en moneda extranjera de Argentina se redujo a 3.07%, con una tasa máxima de 5.0%, en comparación con una tasa de interés promedio de 7.0%. y tasa máxima del 8.28% antes de la restructuración. Además, se redujo en 1,9% el monto total en circulación de los bonos externos en moneda extranjera de Argentina y se amplió el vencimiento promedio de dichos bonos.

Respecto a la bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina, el 4 de mayo de 2020, el Ministerio de Economía de la Nación, continuando con la agenda de normalización del mercado de deuda en pesos y el fortalecimiento del mercado de capitales local, lanzó una oferta con el fin de canjear 12 títulos emitidos en dólares estadounidenses – incluido el Bono Dual AF20- por tres títulos en pesos los cuales se ajustarán por el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) y, además, tendrán una tasa de interés adicional. La licitación de dicha oferta se realizó el 7 de mayo de 2020 y fueron canjeados US$1.840 millones. A su vez, el 18 de agosto de 2020, Argentina ofreció a los tenedores de sus bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina el canje de dichos bonos por nuevos bonos, en términos que fueran equitativos a los términos de la invitación realizada a los tenedores de bonos regidos por leyes extranjeras. El 18 de septiembre de 2020, Argentina anunció que habían participado tenedores que representaban el 99,4% del monto total de capital pendiente de todos los títulos elegibles invitados a participar en la oferta de canje local. Como resultado de la oferta de canje, la tasa de interés promedio pagada por los bonos argentinos en moneda extranjera regidos por la ley argentina se redujo a 2.4%, en comparación con una tasa de interés promedio de 7.6% antes del canje. Además, la oferta de canje extendió el vencimiento promedio de dichos bonos.

Durante el 2020, Argentina buscó preservar el normal funcionamiento del mercado de capitales local para la deuda denominada en pesos, que considera un factor clave para el desarrollo del mercado de capitales nacional. En particular, durante este período, el Gobierno buscó recuperar la capacidad de financiamiento del Tesoro, crear condiciones para el desarrollo de los mercados de

capitales internos y generar instrumentos de ahorro con tasas reales positivas y sostenibles, reduciendo a su vez sus necesidades de financiamiento monetario y ampliando la profundidad del mercado de deuda local y la participación de inversionistas institucionales relevantes. Además, el Tesoro ha ampliado su menú de instrumentos de financiamiento para obtener los fondos necesarios para cubrir sus necesidades financieras de 2020 y diseñar el programa financiero de 2021 de acuerdo con los lineamientos delineados en el presupuesto de 2021.

A su vez, el 13 de marzo de 2020, el Ministro de Economía dirigió una carta a los miembros del Club de París expresando la decisión de Argentina de posponer hasta el 5 de mayo de 2021 el pago de US$ 2.100 millones que originalmente vencían el 5 de mayo de 2020, de conformidad con los términos del acuerdo conciliatorio que se había llegado entre la República Argentina y los miembros del Club de París el 29 de mayo de 2014 (el "Acuerdo de conciliación del Club de París 2014"). Además, el 7 de abril de 2020, el Ministro de Economía envió a los miembros del Club de París una propuesta para modificar los términos vigentes del Acuerdo de Liquidación del Club de París 2014, buscando principalmente una extensión de las fechas de vencimiento y una reducción significativa en la tasa de interés.

El 3 de marzo de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.612 denominada "Ley de Fortalecimiento de la Sostenibilidad de la Deuda Pública", mediante la cual se dispone que la Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional de cada ejercicio deberá prever un porcentaje máximo para la emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras respecto del monto total de las emisiones de títulos públicos autorizados para ese ejercicio. Toda emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras que supere dicho porcentaje requerirá de una ley especial del Congreso Nacional que la autorice expresamente.

La Ley N° 27.612 también establece que todo programa de financiamiento u operación de crédito público realizados con el FMI, así como también cualquier ampliación de los montos de esos programas u operaciones, requerirá de una ley del Congreso Nacional que lo apruebe expresamente y que la emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras, así como los programas u operación de crédito público realizados con el FMI, y las eventuales ampliaciones de los montos de esos programas u operaciones, no podrán tener como destino el financiamiento de gastos primarios corrientes, a excepción de los gastos extraordinarios previstos en el artículo 39 de la Ley N° 24.156 de Administración Financiera, considerándose dentro de esta clasificación aquellas en el Clasificador Económico del Gasto.

No podemos asegurar si el Gobierno argentino tendrá éxito en las negociaciones con el FMI o con el Club de París, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, ni el impacto del resultado que dicha renegociación tendrá en la capacidad de Argentina (e indirectamente en nuestra capacidad) de acceder a los mercados de capitales internacionales, en la economía argentina o en nuestra situación económica y financiera o en nuestra capacidad de extender los plazos de vencimiento de nuestra deuda u otras condiciones que podrían afectar, nuestros resultados y operaciones o negocios. Además, no puede haber garantías de que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o de que no se rebajarán, suspenderán o cancelarán. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso sobre la economía argentina y nuestras operaciones comerciales. Como tal, cualquier efecto adverso en nuestro negocio debido en parte a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar negativamente el precio de mercado y la negociación de las obligaciones negociables de la Compañía.

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una Compañía que opera en un mercado emergente como lo es la Argentina.

Argentina es una economía de mercado emergente, y la inversión en los mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que pueden afectar los resultados económicos de la Argentina que se derivan de varios factores, incluyendo los siguientes:

- altas tasas de interés;
- los cambios bruscos en los valores de las divisas;
- altos niveles de inflación;
- control de cambios y capital;
- controles de salarios y precios;
- regulaciones para importar equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones;
- los cambios en las políticas económicas o fiscales, y
- las tensiones políticas y sociales.

En particular, continuamos gestionando activamente nuestro programa de trabajo, contratación, compras y actividades en la cadena de suministro para gestionar eficazmente los costos. Sin embargo, los niveles de precios para el capital y los costos de generación de energía y los gastos operativos asociados con la actividad de la Compañía pueden estar sujetos a factores externos fuera de nuestro control, incluyendo, entre otras cosas, el nivel general de inflación, los precios de los combustibles y los precios cobrados

por los proveedores de materiales y servicios, que pueden verse afectados por la volatilidad de las propias condiciones de la oferta y la demanda de la industria para este tipo de materiales y servicios.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad de los mercados de capitales y del tipo de cambio, puede afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de nuestra operación o la liquidez, como así también los mercados de valores y consecuentemente el valor de la Obligaciones Negociables.

El hecho de no abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de Argentina.

La ausencia de un sólido marco institucional y la corrupción han sido señaladas como un problema importante para Argentina y continúan siéndolo. En el relevamiento de 180 países reflejado en el Índice de Percepción de la Corrupción, la Argentina obtuvo la posición 85, manteniéndose sin cambios respecto del relevamiento previo en 2017. En el informe Hacer Negocios del Banco Mundial para 2020, Argentina ocupó el puesto 126 entre 190 países, cayendo del puesto 119 que ocupaba en 2019. En 2018, Argentina ocupó el puesto 117.

A la fecha de este Prospecto, hay varias investigaciones en curso sobre denuncias de lavado de dinero y corrupción que está llevando a cabo la Fiscalía Federal de Argentina, incluida la investigación más grande, conocida como la causa de "Los Cuadernos de las Coimas" (la "Investigación de los Cuadernos") que han impactado negativamente en la economía y en el ambiente político argentino. Dependiendo de los resultados dicha investigaciones y del tiempo que lleve concluirlas, las compañías involucradas podrían enfrentar entre otras consecuencias, una disminución de su calificación crediticia, ser objeto de demanda por parte de inversores en su patrimonio y títulos de deuda, así como experimentar restricciones al financiamiento a través del mercado de capitales, lo cual probablemente produzca una reducción en sus ingresos. Adicionalmente, la evolución de las causas para las empresas involucradas en la Investigación de los Cuadernos podría determinar la imposibilidad de prestar servicios o el establecimiento de ciertas restricciones, conforme los estándares requeridos por los clientes en sus políticas y procedimientos internos para dichas empresas. Estos efectos negativos podrían obstaculizar la capacidad de esas compañías para cumplir sus actividades operativas y obligaciones financieras. Atento a lo mencionado anteriormente, el número de proveedores disponibles para nuestras operaciones podría verse afectado y, como tal, tener un impacto en nuestra actividad y nuestros resultados.

Por otra parte, el 29 de julio de 2020 el Poder Ejecutivo Nacional anuncio un proyecto de ley de reforma judicial que consiste en incrementar el número de tribunales federales mediante la creación de 23 nuevos tribunales federales y la fusión del circuito penal federal con el circuito penal económico federal. Además, el proyecto de ley propuesto busca la designación de un comité asesor integrado por expertos legales para asesorar al poder ejecutivo sobre el funcionamiento del poder judicial. El proyecto de ley fue aprobado por el Senado el 28 de agosto de 2020 y, a la fecha de este Prospecto, se encuentra pendiente de discusión en la Cámara de Diputados.

La capacidad del gobierno nacional para poner en práctica estas iniciativas es incierta, ya que requeriría la participación del poder judicial, que es independiente, así como apoyos legislativos de los partidos de la oposición.

Reconociendo que el hecho de no abordar estos temas podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, el Gobierno Argentino anunció varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de sentencias penales a cambio de la cooperación con el gobierno en investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la incautación de bienes de funcionarios procesados por hechos de corrupción, el aumento de los poderes de la Oficina Anticorrupción y la aprobación de una nueva ley de ética pública, entre otros. La capacidad del Gobierno Argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeta a una revisión independiente por parte del poder judicial, así como al apoyo legislativo de los partidos de la oposición.

No podemos garantizar que la implementación de estas medidas por parte del Gobierno Argentino tendrá éxito en detener el deterioro institucional y la corrupción, o el efecto que las Investigaciones de los Cuadernos puedan tener en la economía argentina.

La economía argentina ha sido afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados.

Los mercados financieros en la Argentina, y también la economía argentina, están influenciados por las condiciones económicas en otros mercados del mundo, incluyendo riesgos potenciales de una guerra comercial entre China y Estados Unidos y los impactos que una enfermedad pandémica como el coronavirus podría tener en otras economías y mercados del mundo. Ello podría poner en peligro la capacidad de Argentina de salir de la situación de recesión actual. Aunque las condiciones económicas varían entre los países, la reacción de los inversores acerca de los acontecimientos que ocurren en un país a veces demuestra un efecto "contagio" en el que los inversores internacionales desfavorecen a toda una región o clase de inversión.

En 2020, el FMI advirtió que, como consecuencia del COVID-19, el crecimiento previsto en la economía mundial para 2020 se verá rebajado a comparación del crecimiento en la economía mundial en 2019 (opinión que también expresara la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), aunque advirtió que la magnitud de la rebaja será difícil de predecir debido a la incertidumbre que rodea a la propagación de dicha pandemia. Adicionalmente, el FMI publicó que el impacto del COVID-19 en la economía mundial, afecta tanto en el lado de la oferta como en la demanda. Del lado de la oferta, debido a que esta pandemia

aumenta no sólo a la morbilidad y mortalidad, sino también a los esfuerzos y las medidas tomadas por los gobiernos y las empresas, que implican la restricción de la libertad ambulatoria, mayores costos operativos debido a la reducción en la cadena de suministros y el estrechamiento del crédito. Del lado de la demanda, debido a la incertidumbre que genera la pandemia, las conductas precautorias, los esfuerzos de cuarentena y los altos costos de financiación todas las cuales reducen la posibilidad de gastar dinero.

En consecuencia, no podemos asegurar que el sistema financiero argentino y los mercados de valores no continuarán viéndose afectados por acontecimientos en las economías de los países desarrollados o en otros mercados emergentes, lo que podría a su vez, afectar negativamente a la economía argentina e indirectamente, nuestro negocio, condiciones financieras, el resultado de nuestras operaciones, nuestra situación financiera y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

La implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podría afectar de modo adverso nuestros resultados

El 31 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1060/2020 (el "Decreto 1060/2020"), que entró en vigencia el 1° de enero de 2021y modificó la alícuota de derechos de exportación de los productos incluidos en su Anexo I. A fin de precisar el alcance del Decreto 1060/2020, es necesario tener en consideración que a través del Decreto Nº 230/2020 se fijaron derechos de exportación para determinados productos agroindustriales e industriales. Asimismo, a través de los Decretos Nº 789/2020 y 790/2020 se habían fijado derechos de exportación para determinados bienes de origen automotriz, y para los productos y subproductos del complejo sojero, respectivamente.

Sin embargo, la exportación de muchas mercaderías aún seguían gravadas por el derecho de exportación "adicional" fijado a través el Decreto Nº 793/2018 (12% ad valorem, con tope de $3 por cada dólar de valor FOB exportado), cuya vigencia caducó el 31 de diciembre de 2020. Dichos derechos de exportación eran denominados adicionales, ya que los mismos debían adicionarse al derecho de exportación "original" fijado por el Anexo XIII del Decreto Nº 1126/2017 que, para cada posición arancelaria, estuviera vigente a la fecha del dictado del Decreto Nº 793/2018, esto es, al 4 de septiembre de 2018.

El Decreto 1060/2020 deja sin efecto los derechos de exportación "originales" establecidos en el Anexo XIII del Decreto Nº 1126/2017 precitado, y fija nuevos derechos de exportación para dichas posiciones arancelarias. Asimismo, se fijaron nuevas alícuotas de derechos de exportación para determinadas mercaderías.

No podemos asegurar que los impuestos y regulaciones sobre importaciones/exportaciones de esta naturaleza no serán modificados, o que no se establecerán nuevos impuestos o nuevas regulaciones sobre importaciones/exportaciones.

Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio.

Los resultados de nuestras operaciones se encuentran expuestos a la fluctuación de la moneda por lo cual cualquier devaluación del peso contra el dólar estadounidense y otras monedas fuertes podría afectar en forma adversa nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones. El valor del peso ha fluctuado significativamente en el pasado, tal como ocurrió en enero de 2014 cuando el peso sufrió una devaluación de aproximadamente 23%, como así también durante el mes de diciembre de 2015 donde la devaluación alcanzo aproximadamente el 40%. Al 31 de diciembre de 2019, el valor del peso fluctuó a Ps. 59,90 por US$ 1,00 que representó una depreciación año tras año de aproximadamente 58%. Al 31 de diciembre de 2020, el tipo de cambio era de $84,05 por cada dólar estadounidense, evidenciando una depreciación del 40,34% respecto del tipo de cambio de $59,89 por dólar estadounidense, registrado al 31 de diciembre de 2020. Al 29 de marzo de 2021, el peso alcanzó los Ps. 91,92 por cada US$ 1,00, un aumento de aproximadamente un 9,36% en comparación con el valor registrado al 31 de diciembre de 2020. Para obtener más información sobre el valor del Peso, véase "*Información Adicional - Tipos de cambio y regulaciones cambiarias*

Los principales efectos de una devaluación del Peso en nuestro ingreso neto son (i) del impuesto diferido sobre la renta relacionado principalmente con las propiedades, planta y equipos, el cual se espera que tendrá un efecto negativo; (ii) del impuesto a las ganancias corrientes; (iii) aumento de la depreciación y amortización como resultado de la remedición en pesos de nuestras propiedades, planta y equipos; (iv) las diferencias de cambio como resultado de nuestra exposición al Peso, debido al hecho de que nuestra moneda funcional es el dólar estadounidense; y (v) una mejora en términos de pesos de nuestros ingresos nominados en dólares. Además, la mayoría de nuestra deuda está denominada en monedas distintas del peso, por lo tanto, una devaluación del peso frente a esas monedas aumentará la cantidad de pesos que necesitamos para afrontar nuestra deuda denominada en monedas distintas del peso. En consecuencia, las fluctuaciones en las tasas de cambio podrían afectar nuestros ingresos y el resultado de nuestras operaciones.

No podemos predecir respecto a la ocurrencia o no, y en su caso en qué medida, el valor del peso podría variar contra el dólar estadounidense y la forma en que cualquiera de tales fluctuaciones podría afectar nuestro negocio. Para más detalle véase *Tipos de cambio y regulaciones cambiarias - Regulaciones cambiarias*.

Las variaciones en las tasas de interés de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros o en el tipo de cambio podrían derivar en aumentos significativos en nuestros costos financieros.

Estamos autorizados a tomar fondos en préstamo para financiar la compra de activos, incurrir en gastos de capital, cancelar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Al 31 de diciembre de 2020 aproximadamente el 20% de nuestra deuda financiera es sensible a las variaciones en la tasa de interés local. Consecuentemente, una variación sustancial en las tasas de interés podría dar

lugar a cambios significativos en el monto destinado al servicio de deuda y en nuestros gastos por interés y como tal afectar nuestros resultados y nuestra condición financiera. Además, la Compañía generalmente refinancia su deuda al vencimiento, por lo que un aumento en las tasas de interés de mercado a partir de dichas fechas podría generar un aumento de nuestros intereses a futuro. Adicionalmente, las variaciones en el tipo de cambio de la moneda argentina versus el dólar estadounidense podrían dar lugar a un aumento significativo en el monto de intereses y pagos de capital que deben abonarse en dólares estadounidenses.

El 27 de julio de 2017, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido (la "FCA" por sus siglas en inglés) anunció su intención de eliminar gradualmente las tasas LIBOR para fines de 2021. Al 31 de diciembre de 2019 aproximadamente 27% de nuestras obligaciones de deuda devengan intereses basados en las tasas LIBOR más un diferencial. A la fecha del presente Prospecto, no está claro si las tasas LIBOR dejarán de existir o si se establecerán nuevos métodos para calcular LIBOR de modo que continúe existiendo después de 2021. Si el método para el cálculo de las tasas LIBOR cambian, si las tasas LIBOR no están disponibles o si los prestamistas tienen un incremento de los costos debido a los cambios en las tasas LIBOR, nosotros podríamos vernos afectados negativamente por posibles aumentos en las tasas de interés de cualquier préstamo. Además, es posible que necesitemos renegociar nuestros acuerdos de crédito que utilizan LIBOR como factor para determinar las tasas de interés LIBOR con el nuevo estándar establecido. No es posible predecir el efecto que tengan en la posición económico-financiera de la Sociedad las reglas de la FCA, cualquier cambio en los métodos para determinar LIBOR o cualquier reemplazo de la misma, o cualquier otra reforma a las tasas LIBOR que pueda promulgarse en el Reino Unido, la Unión Europea o en otros lugares. Cualquier situación de las mencionadas anteriormente puede hacer que las tasas LIBOR funcione de manera diferente que en el pasado o dejen de existir, lo que podría afectar negativamente nuestro costo de financiamiento.

Podríamos estar sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales.

En el pasado, Argentina ha establecido controles cambiarios y restricciones a la transferencia de fondos al exterior que limitaron sustancialmente la capacidad de las empresas de conservar divisas o de realizar pagos al exterior. A partir de 2011, fueron establecidos nuevos controles cambiarios que limitaron las compras de moneda extranjera y la transferencia de divisas al exterior.

En diciembre de 2015, las nuevas autoridades del Gobierno Argentino decidieron eliminar ciertos controles cambiarios impuestos por los gobiernos previos, tales como (i) la obligación de ingreso y liquidación de divisas al mercado de cambio local para operaciones de financiamiento en el exterior; y (ii) la eliminación inmovilización de fondos del 30% de fondos en dólares conforme al Decreto N° 616/2005. Adicionalmente, a través de la Comunicación “A” 6244 del Banco Central, se dejó sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria la posición general de cambios y las disposiciones adoptadas por el Decreto N° 616/2005, manteniendo únicamente su vigencia las normas vinculadas con regímenes informativos, relevamientos o seguimientos relacionados con dichos tópicos.

En virtud de lo establecido por el Decreto 609 de fecha 1° de septiembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación 6844 “A” del BCRA, y sus modificatorias) mediante las cuales se estableció, inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1º de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del BCRA, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado

Con fecha 15 de septiembre de 2020, el Banco Central a través de la Comunicación 7106, dispuso que quienes registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 por (i) endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor o por operaciones propias de las entidades; y (ii) 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 Banco Central un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios: (a) que el monto neto por el cual se accederá al mercado local de cambios en los plazos originales no superará el 40% del monto de capital que vencía; y (b) que el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años.

En el caso de una refinanciación otorgada por el acreedor original la Comunicación 7106 establece que se admitirá el cómputo de nuevos endeudamientos financieros con el exterior otorgados por otros acreedores y que sean liquidados en el mercado local de cambios. Mientras que en el caso de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país en moneda extranjera se admitirá también el cómputo de nuevas emisiones en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado local de cambios.

La refinanciación obligatoria dispuesta por la Comunicación 7106 no será de aplicación cuando: (i) se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos; (ii) se trate de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos; (iii) el monto por el cual se accedería al MLC para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no superará el equivalente a US$1.000.000 por mes calendario.

Recientemente, el Banco Central a través de la Comunicación “A” 7230 de fecha 26 de febrero de 2021: (i) extendió la obligación refinanciar y presentar planes de refinanciación para acceder al mercado local de cambios para pagar capital de deuda financiera en moneda extranjera establecida por la Comunicación 7106, a aquellos vencimientos de capital programados entre el 1° de abril de

2021 y el 31 de diciembre de 2021; y (ii) flexibilizó los requisitos establecidos por la Comunicación 7106 que deberán ser tenidos en cuenta para realizar dichas refinanciaciones.

El impacto que la normativa cambiaria podría tener en la política y la economía argentina es incierto. Esta incertidumbre también puede tener un efecto adverso significativo en la economía de Argentina. Para más información sobre las restricciones cambiaras, véase "*Información adicional – Tipos de cambio y regulaciones cambiarias*".

No podemos asegurar que no existan futuras modificaciones a las regulaciones cambiarias y a las regulaciones vinculadas a ingresos y egresos de divisas al país. Las regulaciones cambiarias y de capitales podrían afectar adversamente nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones en moneda extranjera y ejecutar nuestros planes de financiación y de inversión.

Nuestro acceso a los mercados de capitales internacionales se ve influenciado por la percepción de riesgo en Argentina y otras economías emergentes.

Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en otros países emergentes, en especial aquellos en América Latina, ejercen su influencia sobre el mercado de valores negociables emitidos por las empresas argentinas. La volatilidad en los mercados de títulos valores en América Latina y en otros mercados de países emergentes podría tener un impacto negativo sobre el valor de negociación de las Obligaciones Negociables, como asimismo sobre nuestra capacidad y los términos en virtud de los cuales podamos tener acceso a los mercados de capitales internacionales.

No podemos asegurar que la percepción de riesgo en Argentina y en otros mercados emergentes no puedan tener un efecto material adverso en nuestra capacidad de obtener financiamiento, incluyendo nuestra capacidad de refinanciar nuestra deuda al vencimiento, lo cual afectaría negativamente nuestros planes de inversiones y consecuentemente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones, y también en la negociación de las Obligaciones Negociables. No podemos asegurar que los factores anteriormente mencionados no pueden afectar a nuestra condición financiera y/o resultados de operación - Véase -Información sobre la Emisora - Historia y desarrollo de la Emisora.

Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino

El Gobierno Argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe.

Históricamente, el Gobierno Argentino ha tenido un rol activo en el sector eléctrico mediante la titularidad y conducción de empresas estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Desde 1992 y tras la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno Argentino atenuó su control sobre el sector. No obstante ello, al igual que sucede en la mayoría de los demás países, el sector eléctrico de Argentina sigue estando sujeto a regulación e intervención estatal. Por otra parte, en respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria (la "Ley de Emergencia Pública" o Ley N° 25.561), emergencia que se prolongó hasta diciembre de 2017 (Leyes N° 25.972; N° 26.077, N° 26.204; N° 26.339; Ley Nº 26.456; Nº 26.563; N° 26.729; 26.896; N° 27.200, Nº 27.345). En el marco de esta emergencia se introdujeron una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron el congelamiento de los márgenes de distribución, la revocación de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios de las tarifas, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de electricidad de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, los cuales tuvieron un impacto significativo en los generadores de electricidad y provocó diferencias de precios significativas dentro del mercado.

Durante los años 2007 a 2015, el Gobierno Argentino siguió interviniendo en el sector eléctrico a través de diversas medidas, entre ellas, otorgar incrementos temporarios en los márgenes, proponer un nuevo régimen tarifario para residentes de zonas afectadas por la pobreza, incrementar las remuneraciones que perciben los generadores en concepto de capacidad, operación y servicios de mantenimiento, crear cargos específicos para recaudar fondos que se transfieren a fondos fiduciarios de administración estatal destinados a financiar inversiones en infraestructura de generación y distribución, y ordenar inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y ampliación de las redes de transmisión y distribución existentes.

En marzo de 2013, de acuerdo con la Resolución SE 95/13 emitida por la ex Secretaria de Energía, se suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos en el MEM. Por consiguiente, los generadores argentinos deben abastecer a CAMMESA de capacidad y energía eléctrica a precios fijados por la ex Secretaría de Energía.

A partir de diciembre de 2015, el Gobierno Argentino comenzó a implementar reformas progresivas en el sector eléctrico nacional. El 16 de diciembre de 2015, el Gobierno Argentino declaró el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitió al Gobierno Argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de electricidad en Argentina, por ejemplo, ordenar al ex MEyM la elaboración e implementación, con la cooperación de todas las entidades públicas federales, de un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas. Por otra parte, el Gobierno Argentino y ciertos gobiernos provinciales aprobaron importantes ajustes en los precios e incrementos en las tarifas aplicables a ciertas compañías de generación y distribución.

Por otra parte, en marzo de 2016, la SEE emitió la Resolución N° 22/16, a través de la cual ajustó los precios de electricidad aplicables a las ventas de energía eléctrica de las empresas de generación en virtud del Régimen de Energía No Contractualizada. La SEE mencionó que los precios del MEM estaban distorsionados y desalentaban la inversión privada en generación de energía y que era necesario incrementar las tarifas para compensar parcialmente los crecientes costos de operación y mantenimiento y para mejorar la capacidad de generación de efectivo de esas empresas. Adicionalmente, el 7 de febrero de 2017, a través de la Resolución N° 19/17 se modificó la Resolución N°22/16, ajustando el esquema de remuneración para los generadores existentes a través de incentivos para aumentar la disponibilidad de potencia y la energía no comprometidos en contratos.

A partir del 2016, el Gobierno Argentino también lanzó procesos de licitación pública para la instalación de nuevos proyectos de generación de fuentes de energía térmica y renovable. Estas medidas no solo apuntan a satisfacer la demanda de electricidad nacional, sino también a dinamizar inversiones en el sector eléctrico y mejorar la situación económica del MEM, el cual, como se explicó antes, viene experimentando dificultades desde 2001.

El 28 febrero de 2019 a través de la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que entró en vigencia el 1° de marzo de 2019,entre otras cuestiones, se (i) derogó el esquema de remuneración para los generadores establecido por la Resolución 19/17; (ii) estableció un nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia el cual fija los periodos de requerimiento de la disponibilidad y las condiciones de dicha disponibilidad; y (iii) fijó un nuevo esquema de remuneración de la generación habilitada térmica, los cuales fueron a la baja y serán de aplicación transitoria hasta tanto se establezca la regulación final del mercado, la cual a la fecha de este Prospecto no ha sido dictada.

En diciembre 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley Nº 27.541), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó en el Poder Ejecutivo nacional las facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional y estableciendo -entre otras- las siguientes bases de la delegación: "*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*". El Congreso también facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año -actualmente prorrogado por un (1) año más desde su vencimiento o hasta que se finalice la renegociación de la revisión tarifaria-, 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 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días -plazo prorrogado desde su vencimiento y por un plazo adicional de noventa (90) días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios-, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. El Congreso invitó a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

El 27 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 de la Secretaría de Energía, a través de la cual el Gobierno Nacional estableció nuevos valores de remuneración por la venta de potencia y energía no contractualizada. Los valores de remuneración mencionados anteriormente, previamente nominados en dólares estadounidenses (desde la publicación de la Resolución 19/2017), se establecen en pesos argentinos y se actualizarán mensualmente con base en el IPC y el IPIM publicados por el INDEC. Esta resolución es efectiva y se aplica a las transacciones realizadas a partir de febrero de 2020. El 8 de abril de 2020 la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del Anexo VI denominado "*Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentino*" de la Resolución 1/2019 modificada por la Resolución 31/2020 (Nota NO2020-249810606-APN-SE#MDP). De esta manera, se suspendió transitoriamente, hasta nuevo aviso, el ajuste por inflación para el pago a los Agentes Generadores del MEM incluidos en el régimen de pago de las resoluciones recién nombradas.

El 22 de febrero de 2021, en virtud de lo dispuesto por la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, así como también lo establecido en el Decreto N°311/2020, a través de la Resolución N°131/2021, la Secretaría de Energía dispuso, entre otras cuestiones, que los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), mantienen el valor vigente actualmente para las pequeñas demandas tanto residenciales como demandas menores a trescientos kilovatios (300kW).

Por el contrario, para el caso de los Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI) con Demandas Mayores a Trescientos Kilovatios (300 kW), la Secretaría de Energía adecuó el precio estacional de los usuarios GUDI, ajustando el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) de este segmento de usuarios.

A tal efecto, la Secretaría de Energía estimó necesario continuar con la reagrupación de las categorías de usuarios en: a) Residenciales; b) Demandas Menores a Trescientos Kilovatios (300 kW) –No Residencial–; y c) Demandas Mayores a Trescientos Kilovatios (300 kW) –GUDI–.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía consideró necesario subdividir la categoría c) Demandas Mayores a 300 Kilovatios (300 kW) –GUDI– en los siguientes subgrupos: (i) General y (ii) Organismos y Entes Públicos que presten los Servicios Públicos de Salud y Educación.

La propia Secretaría de Energía aclaró que la medida no alcanza ni impacta a los 15 millones de usuarios del servicio de distribución de energía eléctrica por redes, ni en las 650.000 pymes, comerciales, industriales y de servicio, sino que involucra a unos 2.900 Grandes Usuarios que consumen más de 300 Kv diarios.

La instrumentación de la segmentación resumida será realizada de forma descentralizada en cada jurisdicción, a través de cada Distribuidora con el acuerdo del Ente Regulador o autoridad que ejerza el control del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica según corresponda.

Con fecha 4 de marzo de 2021, a través de la Resolución N°154/2021, la Secretaría de Energía dispuso que los precios establecidos en la Resolución N°131/2021 serán aplicables para las facturas que se emitan a partir del 1° de marzo.

La Sociedad no puede asegurar que las modificaciones esperadas al sector de energía eléctrica sean implementadas tal como se espera, o si dichos cambios se implementarán en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto. Es posible que el Gobierno Argentino adopte ciertas medidas que puedan tener un efecto adverso significativo en el negocio y en el resultado de las operaciones de la Sociedad, o bien que el Gobierno Argentino adopte medidas en el marco de la emergencia económica, financiera, energética y tarifaria (entre otras) recientemente declarada que pueden tener un efecto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso indirecto en la industria de generación de electricidad y, por consiguiente, en la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad, como también en su capacidad de cumplir con sus compromisos de pago.

Las compañías de generación, distribución y transporte de energía eléctrica se han visto significativa y adversamente afectadas por las medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002, muchas de las cuales aún siguen vigentes.

Desde la crisis económica de 2001 y 2002, el sector eléctrico de Argentina se ha caracterizado por estar sujeto a reglamentaciones y políticas públicas que han generado importantes distorsiones en el mercado eléctrico y su marco regulatorio, puntualmente, en materia de precios, en toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la energía eléctrica en Argentina se calculaban en dólares estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones respecto a los costos. En enero de 2002 la Ley de Emergencia Pública autorizó al Estado Nacional a renegociar sus contratos de servicios públicos. Bajo esta ley, el Gobierno Argentino revocó disposiciones que exigían realizar ajustes de precios y todos los demás mecanismos indexatorios en los contratos de servicios públicos. Asimismo, se congelaron las tarifas y se convirtieron sus valores originales en dólares estadounidenses a Pesos Argentinos, a razón de Ps. 1,00 por US$ 1,00. Para conocer más información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, véase el capítulo “La Industria Eléctrica de Argentina”.

Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la devaluación del Peso de los últimos años, llevaron a una caída significativa en 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, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en dólares estadounidenses a pesar de la pesificación de los ingresos), que efectivamente impidió a dichas sociedades obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y efectuar inversiones adicionales.

A fines del año 2015, el Gobierno Argentino declaró un estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. Durante ese período se adoptaron medidas tendientes a garantizar el suministro de electricidad. En este contexto el Gobierno Argentino aumentó sustancialmente las tarifas de electricidad en el MEM.

No controlamos ni podemos predecir que se adopten medidas para resolver los problemas estructurales creados por la crisis económica del 2001 y 2002 y sus consecuencias. Asimismo, no podemos asegurar al inversor que, en el marco de la emergencia de Solidaridad Social y Reactivación Productiva recientemente declarada, el actual Gobierno Argentino no adoptará medidas, que pudieran afectar nuestros ingresos y márgenes o aumentar aún más nuestras obligaciones en materia regulatoria, lo cual tendría un efecto negativo en nuestra actividad comercial y los resultados de nuestras operaciones. Para más información, véase el capítulo “La Industria Eléctrica de Argentina”.

CAMMESA y otros clientes del sector podrían alterar y/o demorar los pagos a los generadores de energía eléctrica.

Los pagos que la Compañía recibe de CAMMESA, dependen de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras eléctricas y el Gobierno Argentino.

Desde 2012, un número significativo de actores del MEM (principalmente distribuidoras) incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores, incluida la Compañía. Por ejemplo, se requiere que CAMMESA realice el pago a los generadores por las ventas de Energía Base de cada mes dentro de los 42 días de finalizado el mes en cuestión. Sin embargo, debido a los pagos fuera de término realizados por los distribuidores tras el congelamiento de tarifas, CAMMESA ha demorado, en promedio, unos 60 días en efectuar dichos pagos.

Desde finales de 2019, CAMMESA habría dejado de percibir ingresos suficientes para hacer frente al pago de la totalidad de la energía eléctrica abastecida por los generadores, en gran parte, porque las tarifas de los usuarios residenciales no alcanzarían a cubrir

el real costo de la generación, lo que impediría que las Distribuidoras afronten el pago total de la misma sin subsidios por parte del Estado Nacional. Ahora bien, esta circunstancia podría verse agravada en el contexto actual atento a que, por la situación desencadenada por el efecto de las medidas de aislamiento dictadas con relación al Covid-19, las Distribuidoras y los Grandes Usuarios del MEM habrían notificado a CAMMESA que no podrían hacer frente al pago total de las compras realizadas, proponiendo postergar los pagos. Así, CAMMESA podría ver mermado sus ingresos y ello dificultaría que pueda continuar pagando la totalidad de los créditos a las generadoras.

De conformidad con la normativa vigente aplicable, CAMMESA debe pagar intereses por pago fuera de término a los generadores. No obstante, los importes de intereses a pagar a los generadores son actualmente objeto de debate. La Compañía no puede asegurar al inversor que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición de manera puntual o en su totalidad. En el pasado, en un momento en el que CAMMESA carecía de fondos suficientes para pagar a los generadores, se procedió a convertir una porción significativa de los saldos impagos en "Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir" ("LVFVD"); una práctica que puede continuar en el futuro. La imposibilidad de CAMMESA de hacer pagos, o de hacerlo en forma oportuna, puede afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Adicionalmente, las tarifas bajo nuestros PPA con CAMMESA están denominadas en dólares y son pagaderas en pesos. CAMMESA cubre cualquier fluctuación del tipo de cambio que ocurra durante los primeros 42 días posteriores a la fecha de facturación mediante pagos basados en el tipo de cambio de referencia de la fecha de facturación, dichas fluctuaciones del tipo de cambio pueden afectar los resultados si se produce una devaluación del peso durante el período comprendido entre el día 42 y la fecha de pago real. De esta manera, los resultados de nuestras operaciones se han visto afectados y podrían seguir siendo afectados por la fluctuación del tipo de cambio entre el dólar y el peso. Ese escenario podría verse agravado por el hecho de que debido a la situación descripta anteriormente CAMMESA se ha visto demorada en los pagos con atrasos de hasta 70 días de la fecha de factura al día de emisión de este Prospecto.

Adicionalmente, a través de la Resolución N° 31/2020 de la Secretaría de Energía se pesificó la remuneración de la Energía No Comprometida en cualquier tipo de Contrato, estableciendo un mecanismo de ajuste automático, y a través de la Nota NO2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía suspendió temporalmente la aplicación de este mecanismo de ajuste.

Asimismo, la Compañía, ha celebrado PPA con CAMMESA por haber sido adjudicadas en los procesos licitatorios lanzados por el Gobierno Argentino en los últimos dos años. La Compañía también ha celebrado algunos PPA con YPF y otros grandes clientes del sector privado para la venta de energía. No podemos asegurar que CAMMESA ni los clientes del sector privado antes mencionados cumplan en tiempo y forma con sus obligaciones de pago bajo los PPA, lo que puede afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

El incremento en las tarifas puede afectar la demanda de electricidad, lo cual puede derivar en que las compañías de generación de electricidad, como es el caso de la Emisora, registren ganancias más bajas.

Durante la crisis económica producida entre los años 2001 y 2002 en Argentina, la demanda de electricidad se redujo. Esta reducción se debe a la disminución general de la actividad económica y por la dificultad de muchos consumidores de pagar las facturas de electricidad. Sin embargo, durante los años posteriores a la crisis económica la demanda de electricidad experimentó un crecimiento significativo, con un incremento promedio anual de aproximadamente el 3,1% entre los años 2002 a 2015 (a pesar de la disminución producida en 2009). Este crecimiento se debe, en parte, a la reducción de los costos como resultado de los subsidios en energía, el congelamiento de los márgenes y tarifas, y la eliminación de las disposiciones de ajustes inflacionarios en las concesiones de distribución. En marzo de 2016, el Gobierno Argentino unificó e incrementó los precios para el consumo de energía en el mercado mayorista, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos en las facturas) para los consumidores residenciales que registren consumos mensuales de por lo menos 10% menor que el registrado el mismo mes del año anterior.

En diciembre de 2019, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó en el Poder Ejecutivo nacional las facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional y estableciendo -entre otras- las siguientes bases de la delegación: "*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*". El Congreso también facultó 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 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días -plazo prorrogado desde su vencimiento y por un plazo adicional de noventa (90) días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios-,, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. El Congreso invitó a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

Las medidas de aislamiento social preventivo y obligatorio impuesta por el Estado Nacional ante la emergencia sanitaria provocada por la pandemia produjeron una alteración sustancial en la actividad económica como la reducción en la demanda de energía eléctrica y el incremento de la morosidad de las Distribuidoras ante CAMMESA.

Como consecuencia, cualquier efecto material adverso en la demanda de electricidad o el incremento de la morosidad en el pago de la Energía por usuarios y las Distribuidoras podría llevar a que las compañías de generación de electricidad, como es el caso de la Emisora, registren ingresos y resultados más bajos, afectando negativamente la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones de pago.

En Argentina existen ciertas restricciones al transporte que afectan de manera adversa la capacidad de los generadores de inyectar toda la energía que pueden producir, además de representar una reducción de las ventas.

La energía que los generadores pueden entregar al sistema en todo momento depende de la capacidad del sistema de transporte que lo vincula con éste. En ciertas épocas del año, o en determinadas situaciones de operación, el sistema de transporte restringe la capacidad de entrega de la energía que el generador podría ofrecer. Esta situación provoca que los generadores térmicos y renovables dejen de vender una cierta cantidad de energía que podrían haber entregado. Como resultado, se genera una mayor cantidad de energía de la que puede transmitirse por medio del sistema de transporte. Cualquier limitación en la transmisión de la energía puede incrementar los costos, afectando negativamente los resultados financieros de la Emisora.

Debido a la posibilidad de que existan restricciones en las líneas de transmisión, a través de la Resolución N° 281/2017 se estableció un procedimiento competitivo entre generadores el cual permite obtener prioridad de despacho de sus proyectos de energía eléctrica de fuente renovable destinados al MATER. La Compañía no puede asegurar que sus nuevos proyectos de generación de energía de fuentes renovables destinados al MATER obtengan dicha prioridad - en parte o en su totalidad -, lo que podría tener un efecto sustancial adverso sobre las operaciones de los proyectos afectados y un efecto material adverso sobre la situación patrimonial de la Compañía. Actualmente, nuestros proyectos Manantiales Behr, Los Teros I y Los Teros II tienen una prioridad de despacho de 99 MW y 175 MW, respectivamente.

La capacidad de la Compañía de generar electricidad en sus centrales de generación térmica depende en parte de la disponibilidad o el precio del gas natural y transporte y, en menor medida, de combustible líquido, y las fluctuaciones en la provisión o el precio del gas natural y transporte y del combustible líquido, los cuales podrían tener un efecto sustancialmente adverso sobre los resultados de las operaciones.

La provisión y el precio del gas natural y del gasoil usados en las centrales de generación termoeléctrica de la Compañía ha resultado afectada en el pasado –y podría volver a ser afectada en ocasiones– por alguno de los siguientes factores: la disponibilidad de gas natural y su transporte y de gasoil en Argentina, la necesidad de importar una cantidad superior de gas natural y gasoil a precios superiores a los precios aplicables a la provisión doméstica como consecuencia de una producción doméstica acotada, y la redistribución del gas natural ordenada por el ex MEyM a la luz de la escasez actual de suministro de gas natural y oferta y las reservas en disminución.. Asimismo, tampoco se puede asegurar que hubiese suficiente capacidad de Gas Natural y transporte para transportar el gas natural desde su lugar de producción hasta el consumo en las centrales térmicas.

Bajo los PPA para las centrales térmicas que la Compañía ha celebrado con CAMMESA, exceptuando el PPA correspondiente a LPC II donde YPF será responsable de proveer el combustible, CAMMESA tiene la opción de proveerle el gas natural o el gasoil o de reembolsar el precio de los mismos a la Compañía. Por su parte, bajo los PPA que la Compañía ha celebrado con YPF para Loma Campana I, Loma Campana Este y CT Manantiales Behr, YPF es responsable de proporcionar a la Compañía el gas natural y el gasoil necesario para operar dichas centrales. En el caso de LPCI, si bien no es una energía que se encuentre contractualizada actualmente, por lo establecido en el Contrato de Vapor, YPF es responsable de proporcionar a la Compañía el gas natural y el gasoil necesario para operar la central.

Si CAMMESA o YPF dejaran de abastecer a la Compañía de gas natural o gasoil y ésta se viera imposibilitada de comprar gas natural y gasoil a precios que les resulten favorables o plenamente reembolsables por CAMMESA, o si la provisión de gas natural o de gasoil sufriera una reducción, los costos de la Compañía podrían incrementarse o su capacidad de operar rentablemente sus instalaciones de generación termoeléctrica podría resultar menoscabada. Dicha alteración en su actividad de generación termoeléctrica a su vez tendría efectos adversos sustanciales sobre su actividad, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial, y su capacidad de afrontar sus compromisos de pago.

La capacidad de la Compañía de operar parques eólicos de manera rentable depende en gran medida de adecuados vientos y demás condiciones climáticas.

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de viento que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques eólicos, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del viento en los sitios de los parques eólicos ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de los vientos y, en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que las turbinas sólo funcionarán cuando las velocidades de los vientos caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de estos rangos o se acercan a los más bajos, disminuiría la producción de energía en los parques eólicos de la Compañía.

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de un parque eólico, se lleva a cabo un estudio de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio a lo largo de un período de varios años. La Compañía lleva a cabo estos estudios de vientos con equipos propios o de terceros, y de forma independiente con consultores externos, con respecto al factor de carga estimado resultante de nuestros estudios de factor de viento y el modelo de turbinas a ser usadas por la Compañía. Basa su presupuesto y decisiones de inversión núcleo en los hallazgos de estos estudios. La Compañía no puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los presupuestos que asumió durante la fase de desarrollo de proyecto en función de dichos estudios y por lo tanto no puede garantizar que sus parques eólicos o proyectos de parques eólicos podrán satisfacer los niveles de producción anticipados. Puede suceder que los patrones de vientos y la producción de electricidad futuros en los parques eólicos de la Compañía no reflejen los patrones de vientos históricos en los respectivos sitios o las proyecciones, y que los patrones de vientos en cada sitio cambien con el paso del tiempo.

Si, en el futuro, el recurso eólico en las áreas donde se encuentran los parques eólicos de la Compañía es inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichos parques eólicos sería más baja de lo esperado, quizás significativamente, y por lo tanto podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones y exponer a la Compañía y sus subsidiarias a eventuales penalidades bajo sus PPA con clientes privados y con CAMMESA.

La Compañía puede tener que enfrentar competencia.

Los mercados de generación de energía eléctrica en los que opera la Compañía se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Compañía. Para más información, véase "*Información sobre la Emisora – Competencia*". Una mayor competencia podría traer aparejada una baja en los precios de venta de energía y un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía compite con otras empresas de generación por los MW de capacidad que se asignan mediante procesos licitatorios de oferta de nueva capacidad de generación. Debido a la competencia que existe entre las empresas de generación en estos procesos de licitación, la Sociedad no puede predecir si resultará adjudicataria de los proyectos que presente en dichas licitaciones.

La Sociedad y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Esta red tiene una capacidad de transporte limitada y, por lo tanto, en determinadas circunstancias, puede alcanzar su límite de capacidad. Por lo tanto, existe la posibilidad de que nuevos generadores se conecten a esa red o bien que los generadores existentes incrementen su producción y despachen más electricidad a la misma, impidiendo que la Compañía pueda entregar la energía eléctrica que produce a sus clientes. Por otra parte, el Gobierno Argentino o el licenciatario de transporte y/o distribución puede no efectuar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de modo tal que, en el supuesto de producirse un incremento en la producción de energía, le permita a la Compañía y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica y a los clientes. Por consiguiente, una mayor competencia podría afectar la capacidad de la Compañía de entregar sus productos a los clientes, con el consiguiente efecto negativo en su situación patrimonial y resultado de sus operaciones.

La Sociedad opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de multas y pasivos, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones.

La Sociedad está sujeta a un amplio espectro de controles y normas federales, provinciales y municipales, entre ellas las leyes y reglamentaciones tarifarias, laborales, previsionales, de salud pública, de protección al consumidor, ambientales y de defensa de la competencia. Asimismo, Argentina posee 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad Autónoma de Buenos Aires), y cada una de ellas está facultada por la Constitución Nacional de Argentina a sancionar su propia legislación sobre impuestos, temas ambientales y el uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también tienen facultades para regular estos temas. Si bien la generación de electricidad es considerada una actividad de interés general sujeta a la legislación federal, debido a que sus plantas están situadas en distintas provincias, la Sociedad también está sujeta a legislación provincial y municipal. Los futuros acontecimientos que puedan ocurrir en las provincias y municipalidades respecto de temas impositivos (entre ellos los impuestos a las ventas, a la seguridad y la salud y los servicios en general), asuntos ambientales, el uso del espacio público u otras cuestiones podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sociedad. El cumplimiento de las leyes y reglamentaciones actuales o futuras podría obligar a la Sociedad a realizar gastos significativos y tener que desviar fondos de las inversiones programadas, causando un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Asimismo, la falta de cumplimiento de las leyes y normas existentes por parte de la Sociedad, o la reinterpretación de las normas actualmente vigentes, así como las nuevas leyes o reglamentaciones que puedan sancionarse, tales como las relativas a las instalaciones de almacenamiento de combustibles y de otro tipo, sustancias volátiles, seguridad en Internet, emisiones o calidad del aire, el transporte y disposición de residuos sólidos y peligrosos u otras cuestiones ambientales, así como los cambios en la naturaleza del proceso regulatorio de la energía, podrían someter a la Sociedad a multas y penalidades, causando un impacto adverso significativo sobre nuestro negocio y situación financiera.

La demanda de energía eléctrica es estacional, mayormente, a causa de factores climáticos.

La demanda de energía eléctrica fluctúa según la estación del año, pudiendo verse afectada significativa y adversamente por factores climáticos. En verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede incrementar sustancialmente debido al uso de equipos de aire acondicionado. En invierno (de junio a agosto), la demanda de energía eléctrica puede fluctuar, en razón de las necesidades de iluminación y calefacción. Siendo los meses de otoño y primavera los de menor consumo eléctrico. Por consiguiente, los cambios estacionales pueden afectar el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

El negocio de la Compañía está sujeto a los riesgos asociados a desastres naturales, accidentes catastróficos y ataques terroristas.

Las plantas de generación o la infraestructura de transmisión de electricidad o transporte de combustible de terceros que la Compañía utiliza pueden sufrir daños a causa de inundaciones, incendios, terremotos u otros desastres catastróficos provocados por causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional. La Compañía podría experimentar graves interrupciones en sus actividades y mermas significativas en sus ingresos a causa de una menor demanda producto de una catástrofe, o. incurrir en considerables costos adicionales no contemplados por las cláusulas de las pólizas de seguro por lucro cesante. Es posible que transcurra un lapso de tiempo importante entre el acaecimiento de un accidente mayor, una catástrofe o un ataque terrorista y el cobro de la indemnización final de las pólizas de seguro de la Compañía, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Compañía y de los consumidores, en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Compañía.

Nuestras actividades podrían verse alcanzadas por riesgos resultantes de cambios tecnológicos de la industria de la energía eléctrica.

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 nuestro negocio no puede reaccionar ante los cambios causados por los nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios en la estructura del mercado, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, podrían verse afectados negativamente.

Las centrales eléctricas de la Compañía están sujetas al riesgo de averías mecánicas y eléctricas. Así pues, la consiguiente falta de disponibilidad de dichas centrales podría afectar la capacidad de la Compañía de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole y, por lo tanto, afectar adversamente sus resultados financieros.

Las unidades de generación de electricidad de la Compañía están expuestas al riesgo de que se produzca una avería mecánica o eléctrica y pueden experimentar períodos de falta de disponibilidad que afecten la capacidad de la Compañía de generar electricidad. De conformidad con lo establecido en la mayoría de los PPA que la Compañía ha celebrado y bajo el Régimen Energía No Contractualizada, la Compañía será remunerada principalmente por la disponibilidad de potencia de las centrales y, en menor medida, por la energía efectivamente despachada. A su vez, de conformidad con lo establecido en los PPA relacionados con las centrales de energía de fuente renovable, la Compañía será remunerada por la energía efectivamente despachada al SADI. Por lo tanto, la falta de disponibilidad imprevista de las centrales de generación de la Compañía podría afectar adversamente la capacidad de la Compañía para cumplir con los PPA o el Régimen Energía No Contractualizada y, en consecuencia, afectar adversamente su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones.

El equipamiento, instalaciones y operaciones de la Sociedad se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente y sanidad que pueden tener un impacto negativo en el negocio de la Sociedad.

Las actividades de generación de la Compañía se encuentran sujetas a legislación federal, provincial y municipal, así como a la supervisión de organismos de gobierno y entes reguladores responsables de la implementación y evaluación de leyes y políticas sobre medio ambiente. La Compañía trabaja cumpliendo con la legislación vigente y la instrucción de los organismos competentes y de CAMMESA, sin embargo no se puede garantizar que por algún evento podrían imponer multas a la Compañía. Es posible que futuras regulaciones ambientales exijan a la Compañía realizar inversiones a fin de cumplir los requisitos exigidos por ellos, obligándola a no destinar tales fondos en inversiones programadas. Esta desinversión podría tener un efecto sustancial adverso sobre la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Compañía.

Es posible que la Compañía esté sujeta al riesgo de expropiación u otros riesgos semejantes.

Todos los activos de la Compañía están ubicados en Argentina. La Compañía se dedica a la generación de energía eléctrica y, por consiguiente, el Gobierno Argentino puede considerar que su actividad y sus activos son servicios públicos o esenciales para el suministro de un servicio público. En este sentido, la actividad de la Compañía está sujeta a incertidumbres políticas, entre ellas, la posibilidad de expropiación o nacionalización, pérdida de concesiones, renegociación, revocación de los contratos vigentes y otros riesgos similares.

En caso de suceder alguno de los acontecimientos mencionados, la Compañía tendrá derecho a recibir una compensación antes de proceder a transferir el dominio de sus activos. Sin embargo, el precio recibido puede no ser suficiente y, en tal caso, la Compañía se verá obligada a iniciar acciones legales en reclamo de una remuneración justa y adecuada. No se puede garantizar que los negocios, situación financiera o resultados de las operaciones de la Compañía no se verán afectados por el acaecimiento de dichos hechos.

Las regulaciones en materia de cambio climático y restricciones a la emisión de gases de efecto invernadero podrían afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones.

Nuestro negocio se centra en la generación de energía convencional (además de la energía renovable), 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 el Acuerdo de París COP-21 de Naciones Unidas, 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 virtud de ello, varios países (incluyendo Argentina) han adoptado o están considerando la adopción de marcos regulatorios tendientes a reducir las emisiones de gas invernadero debido a la preocupación sobre el cambio climático. Estas medidas regulatorias en distintas jurisdicciones incluyen la adopción de regímenes de topes y comercio ("cap and trade"), impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia e incentivos o mandatos para energía renovable.

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.

El cumplimiento de los cambios en las leyes, reglamentaciones y obligaciones relativas a cambio climático, inclusive como resultado de dichas negociaciones internacionales, podría aumentar nuestros costos relacionados con la operación y el mantenimiento de nuestras centrales térmicas y requerir la instalación de nuevos controles de emisión, adquirir previsiones o pagar impuestos relacionados con sus emisiones de gas invernadero, u obligarla a administrar y gestionar un programa de emisiones de gas invernadero, lo cual a su vez podría afectar negativamente los negocios y los resultados de nuestras operaciones.

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.

Un brote de enfermedad o amenaza de salud pública similar, como COVID-19 (coronavirus), podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones

Nuestro negocio está indirectamente sujeto a riesgos relacionados con brotes de enfermedades infecciosas. Por ejemplo, el brote reciente de coronavirus COVID-19 (coronavirus), un virus que causa infecciones respiratorias potencialmente mortales, ya ha causado y continúa causando efectos negativos en los mercados financieros.

Como consecuencia de la pandemia COVID-19, con fecha 19 de marzo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020 y sus modificatorios (el "Decreto 297/2020"), estableció el "aislamiento social, preventivo y obligatorio" en virtud del cual las personas deberán permanecer en sus residencias habituales o en la residencia en que se encuentren -cumpliendo el aislamiento dispuesto- pudiendo solo realizar desplazamientos mínimos e indispensables para aprovisionarse de artículos de limpieza, medicamentos y alimentos y debiendo abstenerse de concurrir a sus lugares de trabajo y no podrán desplazarse por rutas, vías y espacios públicos, todo ello con el fin de prevenir la circulación y el contagio del virus COVID-19. Las actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica han sido consideradas como servicios esenciales, por lo que han sido exceptuadas del aislamiento social, preventivo y obligatorio.

Desde la sanción del Decreto 297/2020, el Poder Ejecutivo Nacional ha dictado una serie de medidas a fin de proteger a la economía y la salud pública de Argentina. Hasta ahora, estas medidas incluyen, entre otras, controles de precios, la prohibición de despidos sin causa justificada, por razones de reducción de trabajo o fuerza mayor hasta el 31 de julio de 2020, restricción general sobre el desplazamiento durante ciertos períodos en Argentina, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, cierre de instituciones públicas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la operación de museos y atracciones turísticas y extensión de vacaciones, entre muchas otras.

A su vez, el Gobierno Nacional dispuso la creación del Fondo de Garantía para la Micro, Pequeña y Mediana Empresa (PYME) tendiente a facilitar el acceso al financiamiento público y privado para las PYMEs que, en virtud de la emergencia, se encuentran en dificultades para el pago de los sueldos de sus empleados, que contará con un fondo de $30 mil millones que el Gobierno Nacional transferirá al Fondo de Garantías Argentino. También se dispuso la creación del Programa para la Emergencia Financiera Provincial cuyo objetivo es sostener las finanzas provinciales y cubrir las necesidades ocasionadas por el COVID-19 y contempla una asignación de recursos por un monto total de $120 mil millones de pesos provenientes del Fondo de Aportes del Tesoro.

Las medidas que el Gobierno Nacional adoptó y podría adoptar en el futuro para proteger a la población en general y combatir la enfermedad probablemente afectarán negativamente a la economía argentina y nuestro negocio pudiendo, también, afectar negativamente la demanda de electricidad. Además, la suspensión general de actividades en la economía también podría afectar las condiciones financieras de algunos de nuestros clientes, lo que afectaría negativamente su capacidad de pagar los saldos de sus cuentas con la Compañía y, en consecuencia, afectaría nuestra condición financiera.

Con fecha 11 de mayo de 2020, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 459/2020 (el "Decreto 459/2020") el Poder Ejecutivo de la Nación decidió prorrogar, hasta el 24 de mayo de 2020 inclusive, la vigencia del Decreto 297/2020. Asu vez, a través del Decreto 459/2020 se flexibilizó el "aislamiento social, preventivo y obligatorio" en los departamentos o partidos que posean más de 500.000 habitantes o que formen parte de aglomerados urbanos cuya población supere ese número y siempre que no integren el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) conforme la misma fue definida en el Decreto 459/2020, estableciendo que los gobernadores provinciales podrán disponer nuevas excepciones al cumplimiento del "aislamiento social, preventivo y obligatorio" y a la prohibición de circular con el fin de autorizar actividades industriales, de servicios o comerciales, cuando el protocolo para el funcionamiento de estas se encuentre incluido en el "Anexo de Protocolos autorizados por la autoridad sanitaria nacional" que integra el Decreto 459/2020. A su vez, el Decreto 459/2020, establece que, para disponer dichas excepciones, se deberá contar con la aprobación previa de la autoridad sanitaria provincial, ordenar la implementación del indicado protocolo y comunicar la medida en forma inmediata al Ministerio de Salud de la Nación.

Con fecha 24 de mayo de 2020, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 493/2020 (el "Decreto 493/2020") el Poder Ejecutivo de la Nación decidió prorrogar, hasta el 7 de junio de 2020 inclusive, la vigencia del Decreto 297/2020. Asu vez, a través del mencionado Decreto se prorrogaron, por el mismo plazo, la vigencia del Decreto N° 459/2020 y de toda la normativa complementaria dictada respecto del "aislamiento social, preventivo y obligatorio".

Con fecha 7 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020, se extendió el "aislamiento social, preventivo y obligatorio" hasta el 28 de junio inclusive, exclusivamente para las personas que residan o se encuentren en los aglomerados urbanos y en los departamentos y partidos de las provincias argentinas, que no cumplan positivamente los parámetros epidemiológicos y sanitarios establecidos. Así quedaron incorporados bajo ese "aislamiento social, preventivo y obligatorio" el aglomerado urbano denominado Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), el Departamento de San Fernando de la Provincia del Chaco, los Departamentos de Bariloche y de General Roca de la Provincia de Río Negro, el Departamento de Rawson de la Provincia del Chubut y la Ciudad de Córdoba y su aglomerado urbano de la Provincia de Córdoba.

Por otro lado, el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020 también estableció la medida de "distanciamiento social, preventivo y obligatorio" en los términos ordenados por el mencionado decreto, para todas las personas que residan o transiten en los aglomerados urbanos y en los partidos y departamentos de las provincias argentinas en tanto estos verifiquen en forma positiva los siguientes parámetros epidemiológicos y sanitarios: (i) El sistema de salud debe contar con capacidad suficiente y adecuada para dar respuesta a la demanda sanitaria; (ii) El aglomerado urbano, departamento o partido no debe estar definido por la autoridad sanitaria nacional como aquellos que poseen "transmisión comunitaria" del virus SARS-CoV-2; y (ii) Que el tiempo de duplicación de casos confirmados de COVID-19 no sea inferior a QUINCE (15) días. No será necesario cumplimentar este requisito si, por la escasa o nula cantidad de casos, no puede realizarse el mencionado cálculo.

La prolongación de estas medidas y/o de cualquier medida restrictiva a que se aplique para controlar un brote de una enfermedad contagiosa, como el COVID-19, u otro desarrollo adverso de salud pública puede tener un efecto material y adverso en el negocio y aumentar el riesgo por incobrabilidad. La gravedad del brote del coronavirus es incierta en este momento y, por lo tanto, no podemos predecir el impacto que puede tener en el mundo, en la economía argentina y en los mercados financieros y, en consecuencia, en la condición financiera, los resultados de las operaciones, el flujo de efectivo de la Compañía y el acceso a los mercados de capitales, entre otros.

Riesgos relacionados con la Emisora

Los ingresos de la Sociedad dependen principalmente de la remuneración establecida por la Secretaría de Energía Eléctrica obtenida desde CAMMESA.

La remuneración de la Sociedad depende de la venta de potencia y energía eléctrica. Al 31 de diciembre de 2020 el 62% de los ingresos por producir energía se canalizan a través de CAMMESA bajo el Régimen de Energía Base e ingresos bajo contrato. Estas remuneraciones podrían no compensar totalmente los costos ni proveer un margen adecuado.

Como resultado de este sistema, los resultados de la Sociedad dependen en gran magnitud de las acciones tomadas por las autoridades regulatorias. Cualquier cambio al sistema podría tener un cambio material adverso en los ingresos y en los resultados de las operaciones de la Sociedad.

***La Compañía podría estar sujeta a importantes penalidades o registrar menores ingresos en caso de incumplimiento de sus PPA*.**

De conformidad con los PPA con CAMMESA, YPF y otros clientes para sus centrales térmicas y el Régimen de Energía Régimen de Energía No Contractualizada, recibimos un pago por disponibilidad fijo que se reduce en forma proporcional al porcentaje de desviación de la disponibilidad plena. Si la disponibilidad de alguna o todas de las centrales térmicas de la Compañía cae por debajo de ciertos umbrales, puede ser objeto de penalidades.

Por otra parte, bajo los PPA de nuestros proyectos en construcción, la Compañía está obligada a cumplir con ciertas fechas de inicio de operación comercial para los proyectos bajo los PPA que tiene celebrados con CAMMESA y clientes privados.

Cabe destacar a su vez que la pandemia del COVID-19 y sus efectos podrían demorar la ejecución de las obras de nuestros proyectos en construcción, lo que podría derivar en que la Compañía incumpliera con las fechas comprometidas de habilitación comercial con CAMMESA y los clientes privados que han tomado la energía de esos proyectos. Ello podría derivar en la imposición de grandes penalidades significativas y la ejecución de los seguros de caución entregados para cumplir con dichas fechas. Véase el capítulo "*Información de la Emisora*" del presente Prospecto.

En consecuencia, no es posible asegurar que podremos cumplir con nuestros PPA en su totalidad, lo que podría dar lugar a un efecto adverso significativo sobre nuestros negocios y los resultados de nuestras operaciones.

Puede haber factores ajenos al control de la Compañía que impidan o demoren el inicio de operaciones de sus proyectos en construcción.

La Compañía cuenta con proyectos en construcción de parque eólicos, los cuales una vez finalizados, aumentarán significativamente nuestra capacidad instalada. Asimismo, la Compañía ha participado y planifica seguir participando en licitaciones térmicas y para fuentes de energías renovables en el caso que algún cliente lo requiera o el Gobierno Argentino llamase a nuevas licitaciones. Sin embargo, no es posible garantizar a los inversores que nuestras ofertas resultarán satisfactorias o que seremos capaces de celebrar nuevos PPA en el futuro.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de nuestros proyectos en construcción podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de la Compañía, y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa su situación patrimonial. Entre los factores que pueden tener incidencia en la capacidad de la Compañía de construir o de comenzar a operar en sus plantas actuales o en las nuevas cabe mencionar los siguientes: (i) imposibilidad de los contratistas de concluir o poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha convenida o dentro del presupuesto; (ii) demoras imprevistas para proporcionar o acordar la proyección de hitos en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria relacionada con nuestra actividad de generación; (iii) demoras o imposibilidad de los proveedores de turbinas para suministrar turbinas plenamente operativas en forma puntual; (iv) dificultades o demoras en la obtención del financiamiento necesario en condiciones que le resulten satisfactorias o no poder obtenerlo en absoluto; (v) demoras en la obtención de las aprobaciones regulatorias, incluyendo los permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales contra las aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos de precios de los equipos, lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en la Argentina; (xi) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; (xii) desastres naturales y condiciones meteorológicas severas, (incluyendo de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, e incendios forestales), accidentes u otros sucesos imprevistos. No es posible asegurar a los inversores que los excesos de costos no serían sustanciales.

Por otro lado, debido a los efectos adversos derivados de la pandemia de COVID-19 y de la normativa dictada para evitar la propagación del virus, la construcción y el inicio de operaciones de nuestros proyectos puede verse demorada y los costos de dichas construcciones verse incrementados. Si bien mediante la Decisión Administrativa N° 468/2020 del Jefe de Gabinete de Ministros de la Nación, dictada con fecha 6 de abril de 2020, se decidió exceptuar a la obra privada de infraestructura energética del "aislamiento social, preventivo y obligatorio" dispuesto por el Decreto N° 297/2020, distintas provincias y municipios en dónde se desarrollan las construcciones de nuestros proyectos han dictado ciertas medidas que podrían demorar el curso de las obras. Entre ellas, algunas jurisdicciones han impuesto períodos de aislamiento de 14 días a aquellas personas provenientes de zonas declaradas endémicas. Asimismo, la implementación de protocolos para la prevención de propagación del virus, en algunos casos, podrían reducir la eficiencia en la consecución de las obras. A modo de ejemplo, los protocolos vigentes en obra prevén limitaciones de la cantidad de personas a trasladarse en vehículos, controles médicos a la entrada en obra o distanciamiento entre las personas en obra, entre otras medidas. Véase el capítulo "*Información de la Emisora*" del presente Prospecto.

En consecuencia, los atrasos que pudieran derivarse de las situaciones descriptas podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de la Compañía, y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa su situación patrimonial.

El incumplimiento de los PPA o su extinción anticipada o la revocación de los PPA y autorizaciones gubernamentales reducirán nuestros ingresos y podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

En caso de incumplir las obligaciones asumidas en los PPA o autorizaciones gubernamentales, o las normas y reglamentos aplicables en Argentina, podemos ser pasibles de sanciones de la SGE u otros entes estatales competentes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, o la resolución o revocación de nuestras o autorizaciones gubernamentales. Por ejemplo, CAMMESA puede rescindir los PPA, a su entera discreción y en la fecha en que así lo elija en caso de producirse cualquiera de los hechos de incumplimiento enumerados en los mismos, en la medida que tales hechos de incumplimiento no fueran debidamente subsanados en los plazos previstos contractualmente. No es posible asegurar que los montos que tenemos derecho a cobrar en virtud de los PPA o la legislación aplicable en caso de extinción o revocación de cualquier autorización gubernamental serán efectivamente abonados o suficientes para cubrir todas nuestras pérdidas.

Por lo tanto, cualquiera de las sanciones antes descriptas, 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.

Es posible que no podamos renovar nuestros PPAs o celebrar nuevos PPAs para la venta de energía en firme o que nuestros PPAs puedan ser modificados o terminados unilateralmente.

Al 31 de diciembre de 2020, los ingresos derivados bajo contrato representaron el 61% de nuestros ingresos. Al 31 de diciembre de 2020, nuestros PPAs de las plantas operativas tenían un plazo de vida promedio de aproximadamente 12 años y nuestros PPAs para proyectos en construcción tenían un plazo de vida promedio de aproximadamente 18 años. En relación con nuestros PPAs existentes, es posible que no podamos renovar nuestros PPAs o celebrar nuevos PPAs con nuestros clientes actuales en condiciones favorables o no celebremos ninguno. Además, nuestros PPAs con CAMMESA pueden estar sujetos a incumplimientos contractuales por parte de CAMMESA por razones que están fuera de nuestro control.

Además, vendemos y esperamos vender una parte de la electricidad generada por nuestros parques eólicos y la de los parques eólicos en construcción en el marco de PPAs celebrados con grandes usuarios del MATER. Sin embargo, tras la finalización de nuestros parques eólicos en construcción, es posible que no podamos suscribir PPAs con clientes nuevos o existentes o suscribir PPAs para la venta de dicha capacidad en condiciones favorables.

El hecho de que no se celebren nuevos PPAs para nuestra nueva capacidad disponible, la no renovación, la terminación o la modificación en una manera materialmente adversa a nuestros intereses de cualquiera de nuestros PPAs existentes podría tener un efecto materialmente adverso en nuestro negocio y en los resultados de nuestras operaciones.

La operación de centrales de generación térmica implica riesgos operativos, de disponibilidad, tecnológicos y de otra naturaleza fuera de nuestro control.

La operación de las centrales generadoras térmicas implica 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 por condiciones de alta temperatura ambiente o degradación por envejecimiento, que disminuyen la potencia operable y la eficiencia;
- 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, en el caso de las centrales térmicas, el costo de combustibles que excedan el Consumo Específico Garantizado o un despacho excesivo de energía;
- la existencia de disputas laborales o escasez 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, y/o la disponibilidad de planta y/o producción;
- 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 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 expectativas; 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.

Nuestros negocios y operaciones dependen en gran medida de ciertos clientes y proveedores clave

La Compañía efectúa la mayor parte de sus ventas a dos clientes estratégicos, CAMMESA e YPF, que juntos representaron el 92,9%, 96,8% y el 98,3% de sus ingresos para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Cabe destacar que los pagos efectuados por CAMMESA dependen de pagos que esta última recibe de otros agentes del MEM, tales como las empresas de distribución de energía eléctrica, y el Gobierno Argentino. En diversos períodos las distribuidoras incurrieron en incumplimientos significativos de pagos a CAMMESA o sólo efectuaron pagos parciales o con importantes demoras, lo cual a su vez afectó la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a las generadoras, tales como la Emisora.

Asimismo, el fondo de estabilización administrado por CAMMESA y creado por la Resolución del SEN N°61/92 para cubrir la diferencia entre el precio spot y el precio estacional de la electricidad exhibe un déficit, que es cubierto por el gobierno argentino. No es posible asegurar que el Gobierno Argentina mantendrá el Fondo de Estabilización o que continuará cubriendo el déficit (total o parcialmente) o que lo hará en tiempo y forma.

La imposibilidad por parte de CAMMESA de cobrar lo adeudado por los agentes del MEM, o de hacerlo en forma oportuna, y el déficit del Fondo de Estabilización pueden ocasionar importantes atrasos en las obligaciones de pago de CAMMESA hacia las generadoras. La Compañía no puede garantizar que en el futuro CAMMESA podrá realizar pagos a las generadoras, incluida la Emisora, en forma oportuna.

Por otro lado, hemos celebrado con GE ciertos Contratos de Operación y Mantenimiento para la prestación de servicios relacionados con el mantenimiento de nuestras turbinas ubicadas en las plantas San Miguel de Tucumán, Tucumán, Loma Campana I, Loma Campana II, El Bracho TG y La Plata Cogeneración, así como también contratos de mantenimiento para los parques eólicos Los Teros I, Los Teros II y Cañadón León. Celebramos también contratos llave en mano, relacionados con el suministro de 32 y 29 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción de los parques eólicos Los Teros I y Cañadón León, respectivamente, así como un contrato para el suministro de 13 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción del parque eólico Los Teros II.

En consecuencia, la disponibilidad y el funcionamiento de las centrales térmicas y de los parques eólicos operativos, así como el avance de la construcción de los nuevos proyectos, pueden depender de factores que exceden el control de la Compañía, incluyendo la calidad y continuidad del servicio provisto por nuestro proveedor estratégico GE, el continuo rendimiento de la tecnología que proveen, y el cumplimiento de sus obligaciones contractuales en tiempo y forma.

Si alguno de los clientes o proveedores estratégicos de la Compañía incumpliera sus obligaciones bajo los respectivos contratos, o se encontraren en cesación de pagos o iniciaren algún procedimiento por insolvencia, el negocio de la Compañía y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente.

Dependemos de terceros para mantener nuestras centrales eléctricas y parques eólicos y vamos a depender de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de nuestros proyectos de expansión.

Dependemos en gran medida de terceros para realizar ciertos servicios de mantenimiento relacionados con nuestras plantas de producción de energía. Asimismo, necesitaremos de terceras partes para completar el proceso de adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento nuestros proyectos de expansión.

En el caso de que alguna de las centrales eléctricas o parques eólicos, no tenga la capacidad y el rendimiento que pretendemos, o si alguna de las entidades de las que dependemos para cumplir con nuestras obligaciones bajo los PPAs, o de que cualquier contraparte de nuestros contratos principales, sea declarada en quiebra o insolvente, nuestra capacidad para satisfacer las obligaciones contraídas en virtud de los PPAs podría verse afectada. La escasez de repuestos críticos, servicios de mantenimiento y nuevos equipos y maquinarias requeridos para la operación de nuestras centrales y el plan de expansión de nuestras centrales eléctricas y parques eólicos, también puede tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de nuestras operaciones y sobre nuestra situación financiera. 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 EPC de los cuales somos o seremos parte incluyen disposiciones de limitación de responsabilidad y daños que pueden evitar que percibamos compensaciones por la totalidad de los defectos, retrasos u otros resultados adversos atribuibles a nuestra contraparte en los EPC.

Hemos suscripto ciertos contratos EPC con afiliadas de GE, Vestas, Wartsila y AESA, y nos encontramos en negociación de nuevos contratos EPC, para completar la adquisición, ingeniería, construcción, pruebas y puesta en marcha de algunos de nuestros proyectos.

Sin embargo, la responsabilidad de los Contratistas de EPC se encuentra limitada y excluye los daños incidentales, pérdidas de beneficios o ganancias esperadas y otros daños indirectos. En caso de que las acciones u omisiones de nuestros contratistas 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 algunos PPA, 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 nuestros contratistas de EPC serán, en muchos casos, insuficientes para cubrir nuestras pérdidas.

Asimismo, dichos contratistas están plenamente exentos 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.

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.

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

Es posible que nuestro negocio pueda requerir gastos de capital para financiar el mantenimiento continuo a los efectos de mantener la generación de energía, el rendimiento operativo y mejorar las capacidades de nuestras instalaciones de generación eléctrica. Además, se requerirán gastos de capital para financiar el costo de expansión y conversión de nuestra capacidad de generación actual. 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. Ver "*Riesgos relacionados con Argentina*" y "*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*".

Las actividades de la Compañía pueden requerir de importantes inversiones en bienes de capital para satisfacer requisitos de mantenimiento recurrente y para la ampliación de su capacidad de generación instalada.

Es posible que se deban efectuar cada vez más inversiones en bienes de capital para financiar el mantenimiento recurrente necesario para mantener la generación de energía y el desempeño operativo de la Compañía, como también para mejorar las capacidades de sus plantas de generación de electricidad. Por otra parte, también se requerirá de inversiones en bienes de capital para financiar el costo de la expansión actual y futura de la capacidad de generación de la Compañía. Si la Compañía no puede financiar dichas inversiones en bienes de capital o no logra hacerlo en términos que le resulten satisfactorios, sus actividades, situación patrimonial y resultado de sus operaciones podrían verse negativamente afectados. La capacidad de financiamiento de la Compañía podría verse limitada por las restricciones del mercado en materia de disponibilidad de financiamiento para compañías argentinas.

Riesgo de insuficiencia de seguros contratados por la Sociedad.

La Sociedad contrata cobertura de seguros para mitigar los principales riesgos inherentes en la industria en la cual opera.

La Sociedad no puede brindar garantías acerca de suficiencia de la cobertura de riesgo en relación con cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produce un accidente u otro hecho que no esté cubierto por sus actuales pólizas de seguro, la Sociedad podría

experimentar pérdidas significativas o verse obligada a desembolsar montos significativos de sus propios fondos, hechos que podrían tener un efecto sustancial adverso sobre los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

La Sociedad no puede garantizar que una insuficiencia en sus pólizas de seguro no tendrá un efecto adverso sobre la misma. En caso de que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados y las operaciones de la Sociedad podrían ser afectadas de manera sustancial y adversa.

La Compañía puede experimentar dificultades en la obtención de seguros de caución por incumplimiento que la Compañía necesita en el giro normal de sus negocios o enfrentar desafíos en el cumplimiento de las obligaciones potenciales de reembolso derivados de dichos instrumentos.

La Emisora debe obtener y mantener seguros de caución para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones de acuerdo con sus PPA con CAMMESA hasta tanto alcanzar la fecha de habilitación comercial y garantizar el mantenimiento de las ofertas realizadas en licitaciones de nueva capacidad de generación o de prioridad de despacho en el MATER y puede experimentar dificultades para obtenerlos y mantenerlos. Además, la Compañía podría estar sujeta a la obligación de devolver los desembolsos realizados bajo dichos instrumentos en el caso de que deban realizarse tales desembolsos debido a incumplimientos de la Compañía en relación con los PPAs y las licitaciones que han dado lugar a la emisión de tales instrumentos. Esta situación podría verse agravada como consecuencia de la pandemia de COVID-19 y las normas dictadas en consecuencia.

No mantener o no presentar seguros de caución por incumplimiento u otros avales, o cualquier incumplimiento que lleve a la obligación de realizar un desembolso bajo dichos seguros o fianzas, podría tener un efecto adverso sustancial sobre la actividad de la Compañía y los resultados de sus operaciones.

La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos como ser los combustibles que tienen asociado un potencial riesgo para las instalaciones y las personas.

Si bien las Sociedad cumple con todas las normas y mejores prácticas relativas a la seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Sociedad podría tener consecuencias de impacto ambiental, daño en las instalaciones industriales, y en las personas, ocasionando un perjuicio para la Sociedad por posible indisponibilidad del equipamiento. Aunque aseguramos dichas propiedades sobre la base de términos que consideramos prudentes y hemos adoptado y mantenemos medidas de seguridad, todo daño significativo, accidente u otra clase de interrupción a la producción vinculada con dichas instalaciones podría afectar significativa y negativamente nuestra capacidad de generación, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

La Compañía puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos que pueden afectar adversamente su situación patrimonial y el resultado de las operaciones.

En el curso habitual de los negocios, la Compañía celebra contratos con CAMMESA y otras partes. Si bien actualmente la Compañía no tiene litigios o procedimientos administrativos significativos, los litigios y/o procedimientos regulatorios son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, las sentencias que se dictan pueden ser excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales o investigaciones pueden representar daños monetarios significativos, lo que incluye el pago de indemnizaciones, o medidas cautelares que pueden tener un efecto adverso en la capacidad de la Compañía de llevar a cabo sus operaciones, como también en su situación patrimonial y en el resultado de sus operaciones.

La Compañía podría realizar adquisiciones e inversiones para ampliar o complementar sus operaciones lo que podrían derivar en dificultades operativas o afectar de manera adversa su situación financiera y los resultados de las operaciones

A fin de ampliar su negocio, la Compañía podría realizar periódicamente adquisiciones e inversiones que ofrezcan valor agregado y sean congruentes con o complementarias con su estrategia comercial.

Por ejemplo, en febrero de 2018, la Compañía adquirió de Central Puerto S.A. la planta de cogeneración LPC I. LPC I tiene una capacidad instalada de 128MW y la energía eléctrica que genera se entrega al MEM y es remunerada a través de la Resolución SEE N° 1/2019 o el Programa de Energía Base; mientras que el vapor generado se vende a YPF.

Adicionalmente la Compañía adquirió el desarrollo del proyecto de Los Teros I y Los Teros II para luego poder licitar en el MATER y posteriormente comenzar a construir dichos parques.

En relación con las potenciales operaciones de adquisición e inversión, la Compañía podría verse expuesta a varios riesgos, incluyendo aquéllos surgidos de: (i) no haber evaluado con precisión el valor, potencial de crecimiento futuro, puntos fuertes y débiles y posible rentabilidad de las empresas a ser eventualmente adquiridas; (ii) las dificultades en integrar, operar, mantener o administrar con éxito las nuevas operaciones adquiridas, incluido su personal; (iii) los costos inesperados de dichas operaciones; o (iv) pasivos contingentes o de otro tipo imprevistos o reclamos que pudieran derivarse de dichas operaciones. Si alguno de estos riesgos, entre otros, se materializara ello, podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

En caso de que la Sociedad decidiera adquirir en el futuro otra compañía del sector energético, es posible que dicha adquisición se encuentre sujeta a la aprobación de la CNDC.

En caso de que la Sociedad decidiera adquirir en el futuro otra compañía del sector energético, es posible que dicha adquisición se encuentre sujeta a la aprobación de la autoridad de aplicación de la Ley de Defensa de la Competencia N° 27.442.

La obligación de notificación se configura cuando una transacción implica (i) "cambio de control" o en la "naturaleza del control"; (ii) se supera el "volumen de negocios" (ventas de la sociedad objeto o target y sus controladas, y cualquier otra sociedad controlada por ellas, directa o indirectamente), que actualmente es de $ 5.529.000.000 (equivalente a 100 millones de "unidades móviles", conf. art. 84 de la ley, de acuerdo a lo establecido por la Resolución N° 151/2021 del Ministerio de Desarrollo Productivo el valor de la unidad móvil para el año 2021 será de $55,29) y; (iii) cumplido ello, no se registre una de las excepciones establecidas, que básicamente serían: 1) "first landing" y 2) "de mínimis" (conforme art. 11 de la ley). "First landing", para la configuración de esta excepción el adquirente no debe tener activos en el país (salvo que sean con meros fines residenciales) ni exportaciones regulares al mismo. "De minimis", esta excepción se verifica cuando (i) el precio de la transacción y (ii) el valor de los activos transferidos, no superen actualmente los $ 1.105.800.000 (equivalentes a 20.000.000 de "unidades móviles"). La excepción no se configura cuando media desdoblamiento de la transacción y, en conjunto, superan ese monto dentro de los últimos 12 meses, o los $ 3.317.400.000 (equivalentes a 60.000.000 de "unidades móviles", conforme art. 11, LDC) en los últimos 36 meses, siempre que -en ambos casos- se trate del mismo mercado.

Por su parte, el tope de las multas por conductas prohibidas en el caso de no ser posible determinar el volumen de negocio de las empresas involucradas (artículo 55 de la Ley) resulta actualizado a la suma de $11.058.000.000, correspondientes a 200.000.000 unidades móviles. La multa diaria referida en el mismo artículo (la cual podrá ser de hasta 750.000 unidades móviles diarios), alcanzaría la suma de $41.467.500 diarios.

Exigibilidad de la aprobación ante el cierre de la operación: la aprobación por parte de la autoridad de la Ley de Defensa de la Competencia no es actualmente una exigencia para el cierre de una adquisición y consecuente transferencia de las acciones. Cabe aclarar, no obstante, que la nueva Ley de Defensa de la Competencia 27.442 -de mayo de 2018- establece que transcurrido un año desde la conformación de la nueva autoridad que ella crea la aprobación pasará a ser una exigencia previa al cierre. A la fecha de emisión del presente prospecto tal autoridad no ha sido conformada ni es previsible el momento en el cual lo será.

La autoridad de aplicación de la Ley de Defensa de la Competencia (la Secretaría de Comercio Interior con el dictamen previo, no vinculante, de la CNDC) determinará si una adquisición supeditada a su aprobación afecta negativamente las condiciones competitivas en los mercados en los que se desenvuelve la Sociedad, o si esa adquisición afecta negativamente a los consumidores de esos mercados. Cabe advertir que, como consecuencia de la combinación de negocios efectuada por la Sociedad, o que en un futuro efectuase, una adquisición podría ser rechazada, o tomar alguna medida tendiente a imponer condiciones o compromisos de cumplimiento a la Sociedad, como parte del proceso de aprobación, pudiendo verse afectadas adversamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad, impidiéndole a ésta materializar los beneficios previstos de dicha adquisición.

La Sociedad depende de personal clave para su desempeño actual y futuro.

El desempeño actual y futuro de la Sociedad depende significativamente de la contribución continua de sus accionistas y su personal clave. Las futuras operaciones de la Sociedad pueden verse afectadas si cualquiera de los altos directivos o del personal clave dejara de trabajar con la Sociedad. La competencia entre el personal clave y los altos directivos es intensa, al tiempo que la Sociedad puede verse incapaz de retener a su personal o atraer personal calificado. La pérdida de un alto directivo puede implicar que los restantes tengan que desviar atención inmediata y substancial de sus tareas y buscar un reemplazo. Cualquier impedimento para conseguir reemplazo en posiciones claves a tiempo puede afectar la habilidad de la Sociedad de implementar su estrategia, afectando a su vez el negocio y el resultado de las operaciones.

La Sociedad podría verse afectada por medidas significativas de parte de los sindicatos de trabajadores.

Los reclamos laborales en el rubro energético son habituales en la República Argentina y empleados sindicalizados han bloqueado el acceso y han ocasionados daños a las instalaciones de distintas compañías del sector en el pasado.

Adicionalmente, la Sociedad no mantiene una cobertura de seguro por interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores si dichas interrupciones no ocasionaran daños materiales en las instalaciones, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones. Adicionalmente podemos afrontar presiones significativas de los sindicatos de trabajadores para incrementar salarios y otros beneficios, particularmente en el caso de inflación.

La Sociedad está sujeta a las leyes que rigen contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de otras leyes y reglamentaciones.

La Sociedad está sujeta a las leyes que sancionan severamente los delitos de corrupción, soborno y lavado de dinero. Todo incumplimiento a la normativa aplicable puede dar lugar a investigaciones y procedimientos, que pueden resultar en múltiples efectos adversos tales como la afectación de la reputación, el negocio, la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad. Lo anterior también es de aplicación cuando los intervinientes son las subsidiarias, empleados o terceros relacionados a la Sociedad en cuanto a su involucramiento en prácticas corruptas u otras prácticas comerciales desleales. En este sentido la Sociedad ha implementado un programa de cumplimiento que incluye políticas, procesos y un sistema de control interno con el fin de i) garantizar los más altos estándares de cumplimiento regulatorio y de políticas internas de la compañía, ii) asegurar prácticas

íntegras, éticas y transparentes en todas las operaciones que llevamos a cabo y iii) prevenir, mitigar y dar pronta respuesta a los riesgos de cumplimiento propios del negocio a través de los múltiples mecanismos destinados a tal fin..

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

Nuestras operaciones pueden afectar negativamente 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 constantes y/o eventuales de efluentes líquidos, ruidos, vapor de agua, gas natural, material particulado, y emisiones gaseosas como, dióxido de azufre, dióxido de carbono 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.

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 PPA 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 PPA, 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 prevista en las Obligaciones Negociables.

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.

La incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados de crédito y capital pueden afectar nuestra capacidad de obtener crédito y financiamiento u obtenerlos en términos aceptables.

Nuestra capacidad para obtener crédito y fondos depende en gran medida de los mercados de capitales y los factores de liquidez que no controlamos, incluyendo aquellos relacionados con el costo de financiamiento. Nuestra capacidad de acceder a los mercados de crédito y de capital en términos aceptables puede estar restringida en el momento en que necesitemos acceder a esos mercados, lo que podría tener un impacto en nuestras operaciones y/o condición financiera.

Como resultado de muchos factores, incluidas las condiciones del mercado internacional y local, la capacidad de Argentina para renegociar o pagar sus deudas y sus consecuencias para el resto de la economía y para nosotros, los controles de cambio y de capital, las acciones de las agencias de calificación crediticia, entre otros, no podemos asegurar que podremos refinanciar nuestro endeudamiento existente de acuerdo con nuestros planes o pagarlo en la fecha de vencimiento.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Historia y desarrollo de la Emisora

En la Asamblea General Extraordinaria de Pluspetrol Energy S.A. celebrada el día 5 de junio de 2013, sus accionistas YPF y Pluspetrol Resources Corporation B.V. manifestaron la voluntad de implementar una reorganización societaria del patrimonio de Pluspetrol Energy S.A., mediante la escisión prevista en el Capítulo I, Sección XI de la Ley General de Sociedades. Desde entonces, se establecieron condiciones y se firmaron acuerdos fin de implementar la referida escisión.

Cumpliendo con el acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF el 1 de agosto de 2013, la Emisora comienza sus actividades, como sociedad creada y controlada por YPF. Desde entonces, la Emisora se constituyó como continuadora del patrimonio escindido por Pluspetrol Energy S.A. integrado por los siguientes activos:

- Central Térmica Tucumán (Ciclo Combinado 447MW);
- Central Térmica San Miguel de Tucumán (Ciclo Combinado 382MW); y
- Participación del 27% sobre la concesión de explotación del Área Ramos, otorgada mediante Decreto PEN N° 90/91.

Con excepción de la participación en la concesión de explotación del Área Ramos, YPF LUZ continúa operando los dos ciclos combinados que integran el Complejo Tucumán. El 100% de los activos de generación transferidos en virtud de la escisión fueron valuados en US$ 112 millones. YPF LUZ asumió deuda financiera y deuda de capital de trabajo que poseía Pluspetrol Energy S.A. por una suma que en aquel momento ascendía a Ps. 105 millones. Dicha deuda fue cancelada totalmente a mediados de 2014.

Desde que la Emisora adquirió la propiedad y se hizo cargo del Complejo Tucumán, se realizaron inversiones en operación y mantenimiento por US$ 100 millones, mejorando notablemente la disponibilidad y el despacho de generación eléctrica de los dos ciclos combinados, en virtud de lo cual la Compañía en el 2017 duplicó el EBITDA AJUSTADO registrado en el 2013. La energía generada por el Complejo Tucumán se entrega al SADI, conforme el mecanismo y regulaciones en vigencia en cada momento desde el 2013 hasta la actualidad, donde se cumplen los compromisos de disponibilidad de potencia y remuneración establecidos en la Resolución N° 1/2019 y posteriormente en la Resolución N° 31/2020.

En el año 2015 y como consecuencia del resurgimiento de la explotación no convencional de hidrocarburos en la formación de Vaca Muerta, se comenzó a vislumbrar la necesidad de contar con mayor confiabilidad de respaldo de energía en la zona del yacimiento Loma Campana, Provincia de Neuquén, y por esta razón, se originó el primer proyecto nuevo de generación de la Emisora, que se denomina Loma Campana I. A fines de noviembre de 2015, se celebraron los Contratos EPC para la construcción y puesta en marcha llave en mano de una central térmica de 105MW de potencia instalada, con una tecnología aeroderivada marca GE LMS100. Loma Campana I comenzó la operación comercial el 7 noviembre de 2017, a través de la figura del autogenerador distribuido, y cuenta con un contrato con YPF, de puesta a disposición de potencia, a través de la operación y mantenimiento de la central, por un plazo de 15 años, con una remuneración fija por disponibilidad denominada en dólares estadounidenses.

El próximo paso en el crecimiento de la capacidad instalada vino impulsado por la Ley de Energías Renovables y la necesidad de YPF, como mayor consumidor de energía eléctrica de Argentina, de contar con una fuente de generación de energía renovable que le suministre la energía renovable necesaria para cumplir con los cupos establecidos en dicha ley. Previamente, y previendo el crecimiento de las energías renovables en 2013, la Emisora instaló 3 mástiles de medición de viento en Manantiales Behr (provincia de Chubut), Cañadón León (provincia de Santa Cruz) y en Sierra Barrosa (provincia de Neuquén), de forma tal de poder desarrollar 3 proyectos eólicos en un futuro con mediciones propias. Así nació para la Compañía el proyecto de construcción del Parque Eólico Manantiales Behr, de 99MW de potencia instalada, que cuenta con 30 aerogeneradores Vestas de 3,3MW de potencia instalada cada uno. El parque eólico Manantiales Behr se erige sobre terrenos de YPF S.A y cuenta con un factor de capacidad de aproximadamente 60%, uno de los mejores recursos de vientos del mundo. El 50% de la energía generada por este proyecto se encuentra comprometida con un PPA con YPF por un plazo de 15 años con precio denominado en dólares estadounidenses. El 50% de la energía restante, cuyo comienzo de la operación comercial se alcanzó en el cuarto trimestre de 2018, se vende a usuarios privados, incluyendo también a YPF. Destacamos que este proyecto ya tiene asignada prioridad de despacho en el MATER. Para el financiamiento del Parque Eólico Manantiales Behr, la Compañía contrajo con Corporación Interamericana de Inversiones (CII), en nombre del Banco Interamericano de Desarrollo, un préstamo de US$ 200 millones por un plazo de 9 años a una tasa de interés competitiva.

Con el objetivo de seguir abriendo caminos en los diferentes segmentos de negocios y servicios a la demanda, en 2015 la Emisora comenzó a analizar y a participar de diferentes licitaciones de servicio de generación de energía distribuida que solicitaba YPF para sus operaciones de upstream. Para la Central Térmica Loma Campana Este, la Emisora compitió con otros generadores en la licitación lanzada por YPF para cubrir las necesidades localizadas de consumo de energía eléctrica en el yacimiento Loma Campana, en cercanías a la localidad de Añelo, Provincia de Neuquén. Como resultado de la licitación, la Compañía obtuvo un contrato con YPF, de una duración de 3 años, renovable por acuerdo de partes, con una remuneración denominada en dólares estadounidenses mediante un cargo fijo y uno variable, a través del cual se brinda el servicio de energía eléctrica distribuida (no conectada al SADI),

por medio de motogeneradores GE Jenbacher J420 por una potencia total de 17MW. Los motogeneradores fueron financiados mediante contratos de leasing con el Banco Supervielle y se encuentran operativos desde julio de 2017.

A comienzos del año 2016, GE y la Emisora comenzaron las negociaciones para presentarse en forma conjunta en la licitación lanzada por la Resolución N° 21, que convocó a interesados a ofertar nueva capacidad de generación térmica y producción de energía eléctrica asociada, con el compromiso de estar disponible no más allá del verano de 2018. Así fue como ambas sociedades constituyeron a las subsidiarias de la Compañía, YGEN e YGEN II, en las que, originariamente, la Emisora participaba con un 66,67% del capital social, mientras que GE tenía una participación del 33,3%, con un control conjunto en las decisiones relevantes de dichas compañías.

YGEN e YGEN II resultaron adjudicadas en la licitación convocada por la Resolución N° 21 de un PPA con CAMMESA por 10 años en los que se remunera un concepto fijo por disponibilidad de potencia y un concepto variable por generación de energía eléctrica. En ambos casos, la remuneración se encuentra denominada en dólares estadounidenses. YGEN se convirtió en la titular de la Loma Campana II, ubicada en la provincia de Neuquén y con una potencia instalada de 107 MW, que inició la operación comercial el 30 de noviembre de 2017, dentro del plazo comprometido bajo su PPA. Por su parte, YGEN II es titular de la central térmica El Bracho, ubicada en la provincia de Tucumán, con una potencia instalada de 274 MW y comenzó la operación comercial el 27 de enero de 2018, con unos días de anticipación al plazo comprometido con CAMMESA bajo su PPA.

Estas dos centrales se financiaron con aportes de capital de los socios y con deuda estructurada a través de un préstamo bajo la modalidad de un proyecto de financiamiento por un monto de hasta US$ 219.500.000. Con fecha 17 de enero de 2018, la estructuración de este préstamo ganó el premio *"Structured Financing Deal of the Year"* otorgado por la prestigiosa revista Latin Finance y fue el primer proyecto de financiamiento en infraestructura energética en 15 años en Argentina.

El siguiente escalón de crecimiento vino acompañado por la Resolución SEE N° 287/2017, que convocó a interesados a vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación a través de cierre de ciclos combinados o cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda MEM en un plazo no mayor a 30 meses. En esta licitación, YPF LUZ resultó adjudicataria del proyecto de construcción de una nueva central de cogeneración de 89MW en la Refinería de La Plata, de YPF y, a través de YGEN II, del cierre de ciclo de la central térmica El Bracho, resultante de la anterior licitación convocada por la Resolución N° 21, a través de la instalación de una TV de 199MW de potencia instalada, resultando en un Ciclo Combinado de 473MW. Tanto el cierre de ciclo como la cogeneración tienen ya firmado un PPA con CAMMESA por 15 años en los que se remunera un concepto fijo por disponibilidad de potencial y un concepto variable por generación de energía eléctrica. En ambos casos, la remuneración se encuentra denominada en US$. Ambas centrales obtuvieron habilitación comercial en octubre de 2020. La nueva central de cogeneración de La Plata tiene asociado, a su vez, un contrato de suministro de vapor a YPF por una duración al menos igual al PPA con CAMMESA, con una remuneración denominada en dólares estadounidenses por las toneladas entregadas con un *Take or Pay*.

En la segunda licitación de energías renovables, conocida como "RenovAR 2.0", la Emisora participó presentando cuatro proyectos de diversas tecnologías: eólica, solar y biomasa y resultó adjudicataria por 99 MW del Parque Eólico Cañadón León que tendrá un total de 122MW (la parte restante se encuentra contractualizada en un PPA con YPF) de potencia ubicado en la provincia de Santa Cruz a 25 km de la ciudad de Caleta Olivia y a aproximadamente 100 kms del Parque Eólico Manantiales Behr. Dicho proyecto al igual que Manantiales Behr fue desarrollado íntegramente por la Emisora, desde las mediciones, certificaciones y estudios. Como consecuencia de la adjudicación, el Parque Eólico Cañadón León cuenta con un contrato de venta de energía de 20 años con CAMMESA por el total de la energía producida, nominado en dólares estadounidenses, cuyo valor de inicio es 41,5US$/MWh ajustado como lo indica el programa Renovar 2. El proyecto es llevado a cabo por la subsidiaria Luz del León S.A. controlada en un 100% por la Compañía. El proyecto a su vez cuenta con un Contrato de EPC celebrado con GE con fecha 28 de febrero de 2019 para la provisión de los equipos y la construcción llave en mano del parque. A su vez, con fecha 14 de enero de 2020, Luz del León celebró con DFC y BNP Paribas un contrato de financiamiento para el proyecto por hasta US$ 150 millones. A la fecha de emisión del presente Prospecto BNP Paribas desembolsó bajo ese contrato la suma de aproximadamente US$ 80 millones. Bajo este contrato DFC desembolsará, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, US$ 50 millones y BNP Paribas, también sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, el resto hasta cumplir el desembolso comprometido por esa entidad de hasta US$ 100 millones. Dicho contrato se encuadra dentro de la modalidad de "Project Finance" y el tramo correspondiente a BNP Paribas cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Alemana Euler Hermes Aktiengesellschaft.

El primer paso en la adquisición de un activo ya operativo, se dio con la compra a Central Puerto S.A. de la planta de cogeneración de 128MW ubicada en el Complejo Industrial La Plata, de YPF, con efectos desde el 5 de enero de 2018. El precio de adquisición fue de US$ 31.500.000 más el impuesto al valor agregado y esta compra significó para la Emisora tener el primer activo operativo en la provincia de Buenos Aires. La energía eléctrica generada por esta planta se entrega al MEM y es remunerada a través de la Resolución N° 31/2020 o el Régimen de Energía No Contractualizada; mientras que el vapor generado se vende a YPF bajo un contrato de suministro de 15 años de duración mediante el cual se entregan 200Ton/h a un precio de 7,6US$/ton ajustado por PPI.

Desde mediados del 2017, la Emisora también tiene una participación del 42,86% en el capital social de IDS, sociedad que a su vez participa del 70% del capital social de CDS. CDS es la titular de un Ciclo Combinado de 797,5MW, ubicado en la ciudad de Avellaneda, a 8 kilómetros de la ciudad de Buenos Aires, que despacha usualmente en base y es remunerada de acuerdo al Régimen

de Energía No Contractualizada o Resolución N° 31/2020. Adicionalmente cuenta con dos turbinas de gas de 36MW cada una que se remuneran bajo la Resolución N° 31/2020 y son despachadas de punta.

Destacamos que, salvo por CDS, la operación del resto de los activos mencionados se encuentra a exclusivo cargo de la Emisora que cuenta con un equipo de profesionales de primer nivel en la industria y que se encuentran distribuidos en las regionales de operaciones norte, oeste, sur y metropolitana, además del equipo de trabajo corporativo propio de la Emisora que se encuentra en la ciudad de Buenos Aires.

Desde comienzos del año 2017, YPF decidió lanzar un proceso competitivo a través de un banco de inversión para invitar a potenciales inversores a presentar una oferta para la adquisición de una participación en el capital social de YPF LUZ. Luego de un extenso proceso, se seleccionó la oferta presentada por GE y el 20 de marzo de 2018 se concretó la suscripción de las nuevas acciones de la Emisora por parte de GE que representan el 24,99999% del capital social de YPF LUZ. El precio de suscripción de las nuevas acciones fue de US$ 270.000.000, como precio firme, y de US$ 35.000.000 como precio contingente.

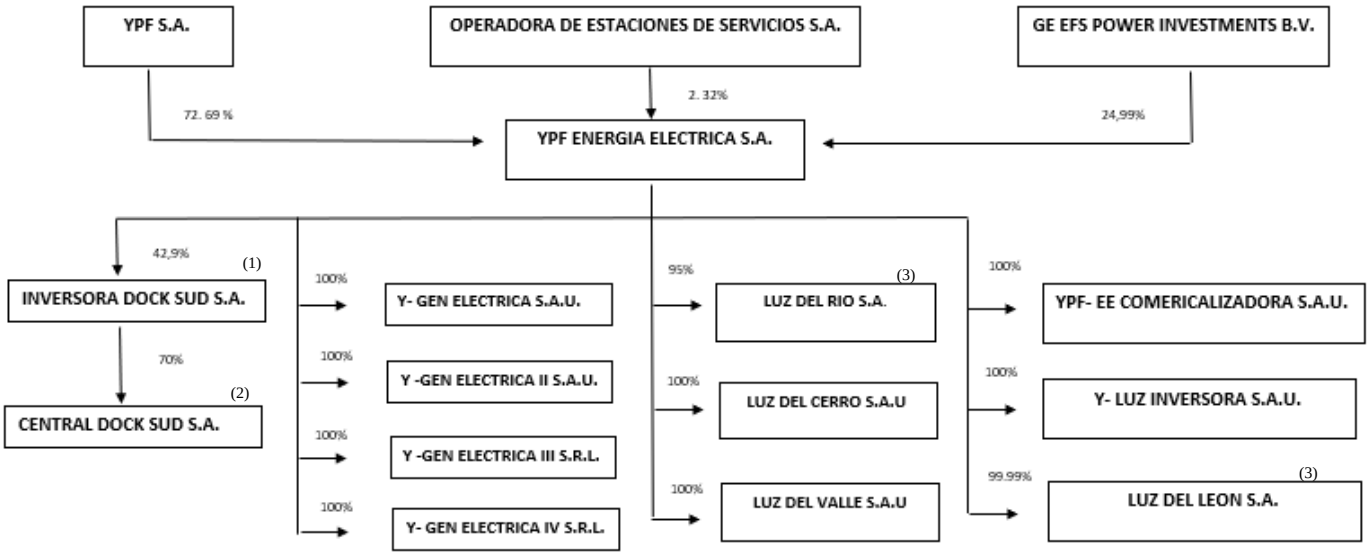
Actualmente, la Emisora se encuentra activamente desarrollando nuevos proyectos, tanto de generación térmica como renovables y aspira a participar de las licitaciones públicas o privadas que en el futuro se lancen para el abastecimiento de potencia y/o energía en los mercados, en función de las oportunidades de negocios e inversión que permita el marco regulatorio vigente. A modo de ejemplo, a la fecha de este Prospecto la Emisora tiene en construcción dos parques de generación eólica por un total de 174 MW, uno de ellos en la localidad de Azul, Provincia de Buenos Aires y el restante en Cañadón Seco, Provincia de Santa Cruz, que tendrán por destino abastecer el MATER de energía renovable y está desarrollando un proyecto de generación térmica distribuida para el abastecimiento de la demanda de YPF para sus operaciones de upstream en el sur del país por una potencia de 57MW desarrollando su primer proyecto hibrido de la cartera, combinando el eólico de Manantiales Behr y este proyecto de moto generación distribuida. Por otra parte, la Emisora se encuentra analizando en forma permanente oportunidades de negocio de adquisiciones de activos o compañías en operación tanto en Argentina como en la región.

En 2019, la Sociedad accedió al mercado de capitales por un monto total de US$ 500 millones principalmente para financiar los proyectos bajo construcción. Con fecha 10 de mayo de 2019, la Sociedad emitió las obligaciones negociables clase I en el mercado de capitales local por un valor nominal de US$ 75 millones a una tasa nominal anual del 10,24% con vencimiento el 10 de mayo de 2021. El 7 de junio de 2019, la Sociedad realizó una reapertura de dicha clase de obligaciones negociables y emitió obligaciones negociables adicionales clase I por un valor nominal de US$ 25 millones. Con fecha 25 de julio de 2019, la Sociedad emitió las obligaciones negociables clase II en los mercados de capitales locales e internacionales por un valor nominal de US$ 400 millones a una tasa fija nominal anual del 10% con vencimiento el 25 de julio de 2026.

En 2020, la Sociedad accedió al mercado de capitales por un monto total de US$ 100 millones a través de obligaciones negociables dólar linked. El 24 de junio de 2020 la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Clase III bajo el Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables. La colocación alcanzó los US$ 50 millones, a una tasa fija de 1,49%, con vencimiento en diciembre de 2021 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 24 de septiembre de 2020. Con fecha 28 de octubre de 2020, la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Clase IV y V bajo el Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables. Las colocaciones de las ON Clase IV y V alcanzaron los US$ 30 millones y US$ 20 millones, a una tasa fija de 0% y 1%, con vencimientos en octubre de 2022 y octubre 2023, respectivamente. Los intereses son pagaderos trimestralmente a partir del 28 de enero de 2021.

Estructura Societaria y Accionaria

El siguiente organigrama ilustra la estructura societaria de la Compañía a la fecha de este Prospecto:



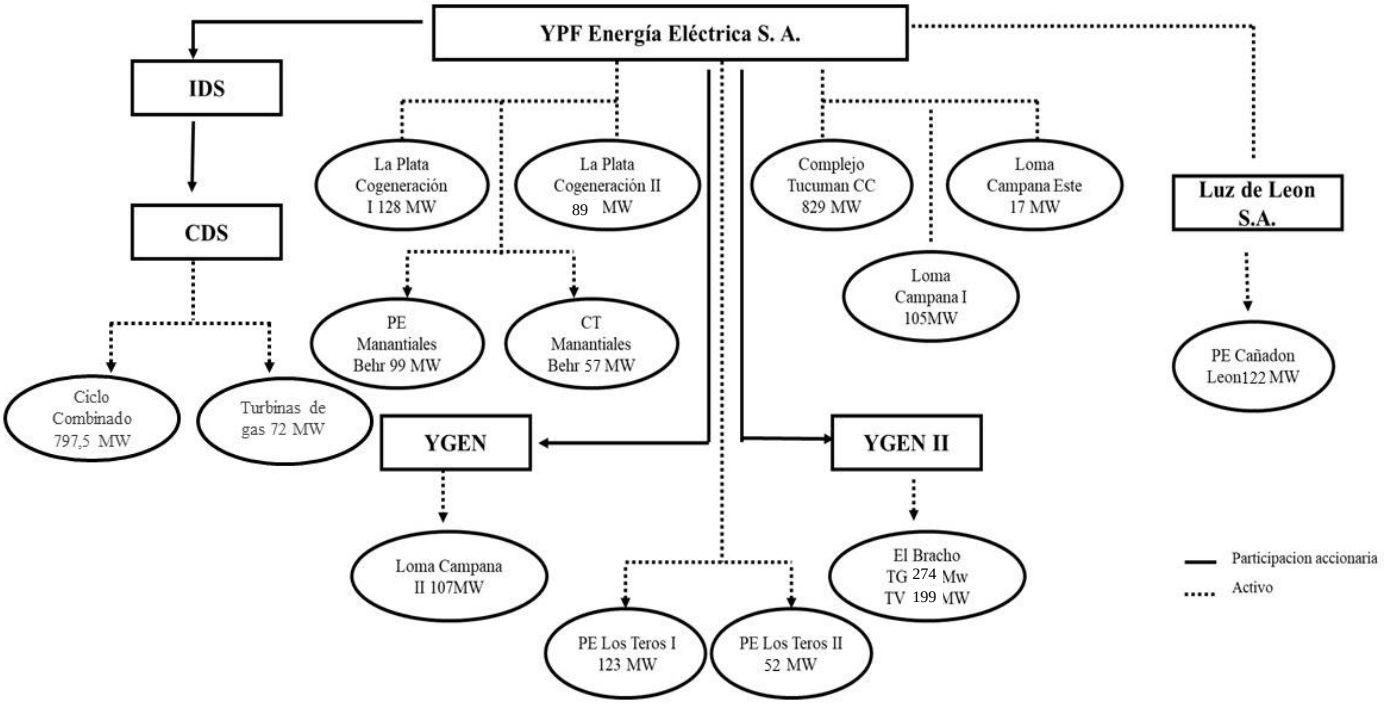
(1) ENEL Américas S.A. posee el 57,1% restante de Inversora Dock Sud S.A.

(2) Pan American Sur S.A. posee el 19,5%, YPF S.A. el 10,24% en Central Dock Sud S.A., Enel Argentina S.A. el 0,25% y el PPP el 0,0026%.

(3) Y- Luz Inversora S.A.U. posee el 0,01% de las acciones de Luz del León S.A. y el 5% de las acciones de Luz del Rio S.A.

Activo fijo

En el siguiente cuadro se presenta la información sobre los activos operativos y en construcción de la Sociedad:



Central Dock Sud

Con fecha 26 de mayo de 2017, la Asamblea de Accionistas de YPF LUZ aprobó un aumento de capital cuya integración fue realizada por YPF mediante un pago en efectivo y el aporte en especie de las acciones de las sociedades IDS y CDS de propiedad de YPF.

Actualmente, la Compañía posee indirectamente una participación del 30% en Central Dock Sud S.A., que posee la planta Central Dock Sud y adicionalmente tiene una participación del 6.4% en la Central Térmica Vuelta de Obligado (846.56 MW), una participación del 0,423% en Termoeléctrica San Martín (TJSM) y una participación del 0,471% en Termoeléctrica Manuel Belgrano (TMB). TJSM y TMB son compañías privadas, no cotizadas, que se dedican a administrar la compra de equipos y construir, operar y mantener las plantas que fueron construidas bajo el programa FONINVEMEM.

Tal como se menciona en la Nota 2.3.1 a los estados financieros consolidados anuales, la moneda funcional de la entidad reflejará las transacciones, sucesos y condiciones que subyacen y son relevantes para la misma. Por consiguiente, una vez escogida la moneda funcional, no se cambiará a menos que se produzca un cambio en tales transacciones, sucesos o condiciones.

Desde febrero de 2017, todos los ingresos de CDS fueron nominados en dólares estadounidenses según lo establecido en la Resolución SEE 19/2017. A partir de la emisión de la Resolución SE-MDP No. 31/2020 de fecha 26 de febrero de 2020, todos los ingresos de CDS se remuneran en pesos argentinos a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020. Como consecuencia de este cambio en el marco regulatorio durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, la Sociedad adoptó como moneda funcional de IDS y CDS el peso argentino a efectos del registro de su inversión en dicha sociedad desde el 1° de enero de 2020 (comienzo del período de reporte más reciente).

De acuerdo con la NIC 21, el efecto de un cambio de moneda funcional se contabiliza de forma prospectiva. Las cifras de IDS fueron convertidas a la nueva moneda funcional utilizando la tasa de cambio a la fecha en que se produjo. Los importes resultantes ya convertidos, en el caso de partidas no monetarias, se consideran como sus correspondientes costos a dicha fecha.

Estrategia de negocios

La misión de la Sociedad es ser una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sustentable, que optimiza el uso de los recursos naturales y contribuye al desarrollo energético del país y los mercados en los que participa. Su visión consiste en ser una de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial.

Para llevar adelante esta desafiante visión, se definieron los siguientes lineamientos estratégicos:

- Crecimiento sustentable con rentabilidad y disciplina financiera;
- Búsqueda del liderazgo en el mercado de generación con foco en las energías renovables;
- Garantizar soluciones energéticas competitivas para nuestros clientes;
- Operaciones y procesos eficientes, confiables, transparentes, íntegros y seguros;
- Desarrollar y fortalecer nuestra gente como elemento diferenciador; y
- Sustentabilidad social, ambiental y gobierno corporativo en nuestras operaciones;

Asimismo, la Sociedad se encuentra consolidando su cultura corporativa, que guíe su estrategia, que la ayude a cuidar su gente y que sea un diferencial competitivo. Por tal razón la Sociedad ha trabajado en la definición de valores que la ayuden en la toma de decisiones, den una ventaja competitiva, la guíen en el reclutamiento de nuevos empleados, la ayuden a retenerlos y motivarlos y transmitan lo que es importante para sus empleados como compañía. En este sentido, durante este ejercicio, el Comité de Dirección revalidó los valores de la Sociedad;

- Sustentabilidad en todas nuestras acciones y decisiones, logrando un crecimiento a largo plazo en lo económico, social y ambiental;

- Trabajar en equipo, complementándonos para coordinar esfuerzos hacia metas compartidas, valorando la diversidad y la inclusión;

- Poner foco constante en los resultados, estando orientados a objetivos claros, desafiantes y posibles, contribuyendo con el trabajo de cada uno en lograr resultados sustentables que aseguren el crecimiento de la compañía y el bienestar de las personas;

- Tener pasión por lo que hacemos día a día;

- Trabajar con agilidad suficiente para desafiar el statu quo, buscando iteraciones que mejoren nuestros procesos y servicios, impulsados por la innovación;

- Ser responsables de nuestras decisiones, nuestras acciones y sus impactos, estando presentes y comprometidos; y

- Somos íntegros, hacemos lo que decimos. Trabajamos con honestidad, ética y transparencia, generando confianza en nuestro equipo y en nuestro entorno.

La Compañía tiene 7 años de antigüedad en el sector de generación de energía eléctrica, y gracias a sus habilidades de adaptabilidad y flexibilidad ha logrado ser uno de los actores más importantes del mercado eléctrico argentino. Está fuertemente comprometida

con el crecimiento del país y la generación de valor tanto para sus accionistas como así también para las demás las partes interesadas. Invierte para aumentar el tamaño de su portafolio de activos de forma balanceada, diversificada e integrada, focalizándose en aprovechar, en forma rentable y eficiente, la mayor cantidad de oportunidades disponibles en cada momento bajo un entorno de precios competitivos.

En consecuencia, se definieron los objetivos estratégicos, agrupados en cuatro perspectivas:

Financiera:

- Robustecer la compañía para asegurar el crecimiento en forma sustentable, con rentabilidad y generación de valor; y
- Mantener solvencia financiera que permita aprovechar oportunidades de crecimiento

Mercado y entorno:

- Consolidar la participación de mercado, con liderazgo en renovables;
- Generar soluciones energéticas integradas que permitan el desarrollo y aseguren la sostenibilidad de la compañía;
- Ser el principal proveedor de energía de YPF S.A.; y
- Ser reconocido como un referente del Mercado de Energía Argentino.

Procesos internos:

- Asegurar la excelencia operativa con altos estándares, optimización de costos y mejora de procesos;
- Gestionar efectivamente la relación con todas las partes interesadas;
- Gestionar eficientemente con integridad el cumplimiento con las normativas, políticas, procesos y altos estándares; y
- Alcanzar la excelencia en la sustentabilidad social, ambiental y gobierno corporativo.

Nuestra gente:

- Consolidar el equipo con espacio para la diversidad;
- Mantener un alto nivel de conocimiento técnico y profesionalismo;
- Fortalecer el liderazgo; y
- Sentirse orgulloso de pertenecer.

Activos de generación de energía de la Sociedad

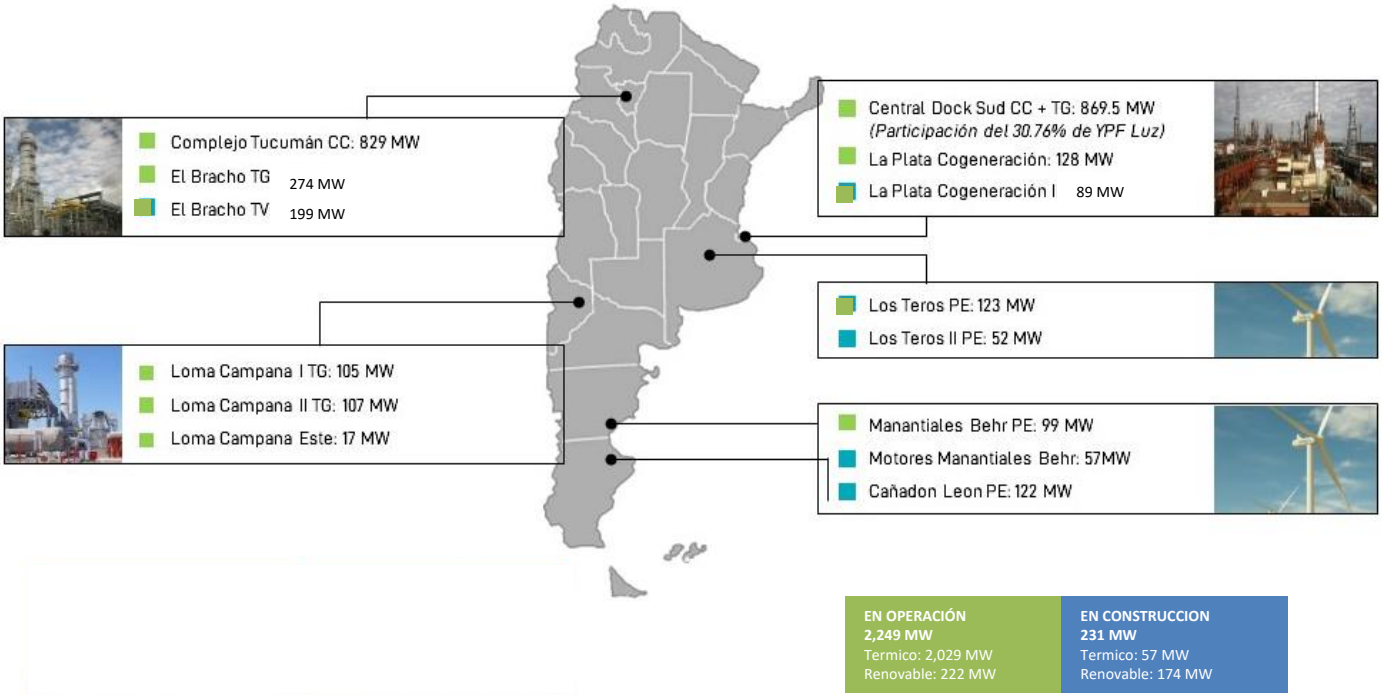
A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad es propietaria y opera nueve plantas de energía térmica. También posee un proyecto térmico en construcción y dos proyectos eólicos en construcción. El siguiente cuadro muestra la información clave sobre las plantas de energía en operación y los proyectos térmicos y eólicos de la Sociedad.

Central Eléctrica	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Tecnología	COD
Operativas				
Central Térmica Tucumán(1)	Provincia de Tucumán	447	Ciclo Combinado	1996/1997
San Miguel de Tucumán(1)	Provincia de Tucumán	382	Ciclo Combinado	1995/2000
El Bracho TG(1)	Provincia de Tucumán	274	Ciclo Abierto	Enero de 2018
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105	Ciclo Abierto	Noviembre de 2017
Loma Campana II	Provincia de Neuquén	107	Ciclo Abierto	Noviembre de 2017
Loma Campana Este(2)	Provincia de Neuquén	17	Moto generadores	Julio 2017
LPC I(3)	Provincia de Buenos Aires	128	Cogeneración	1997
Central Dock Sud	Provincia de Buenos Aires	279(4)	Ciclo Combinado/Ciclo Abierto	2000-1989
Parque Eólico Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99	Eólica	Julio 2018 / Diciembre 2018
LPC II	Provincia de Buenos Aires	89	Cogeneración	Octubre de 2020

Los Teros I	Provincia de Buenos Aires	123	Eólica	Septiembre de 2020
El Bracho TV[(1) (5)]	Provincia de Tucumán	199	Ciclo Combinado	Octubre de 2020
Proyectos				
Parque Eólico Cañadón León[(6)]	Provincia de Santa Cruz.	122	Eólica	2do trimestre de 2021
Los Teros II[(6)]	Provincia de Buenos Aires	52	Eólica	2do trimestre de 2021
Central Térmica Manantiales Behr [(6)]	Provincia de Chubut	57	Moto generadores	1er trimestre 2021

(1) Parte del "Complejo Tucumán".
(2) No conectada al SADI.
(3) Adquirida a Central Puerto S. A. el 5 de enero de 2018. La planta La Plata Cogeneración I produce 190-210 toneladas de vapor por hora, la cual es vendida a YPF.
(4) Representa nuestra participación indirecta del 30% en Central Dock Sud (considerando también las acciones preferidas), que posee un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 797,5 MW y dos turbinas de Ciclo Abierto de una capacidad instalada de 36 MW cada una. Central Dock Sud es operada por Enel S.A. Los resultados relacionados con esta inversión se exponen en nuestros Estados Financieros Consolidados en la línea Resultado por participación en sociedades. Adicionalmente, tiene una participación del 6.4% en la Central Térmica Vuelta de Obligado (846.56 MW), del 0.471% en la Central Térmica Manuel Belgrano (865.14 MW) y del 0.423% en la Central Térmica San Martín (873 MW)
(5) Cierre de Ciclo de El Bracho TG que le permitió pasar de ser una planta de energía de Ciclo Abierto a una de Ciclo Combinado, incrementando la capacidad instalada en 199 MW.
(6) Las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID- 19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 27 de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020.

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de los activos de generación de energía eléctrica de la Compañía operativos y en construcción a la fecha del presente Prospecto.



El cuadro a continuación proporciona netas, el factor de disponibilidad comercial, la generación neta de energía y la generación de vapor para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Complejo Tucumán[1]			
Factor de Disponibilidad Comercial[*]	86.7%	86,4%	88,8%
Generación Neta (GWh)	4.022	3.710	5.269
El Bracho TG[2]			
Factor de Disponibilidad Comercial[*]	98,4%	96,1%	95,7%
Generación Neta (GWh)	480	137	300
Loma Campana I			
Factor de Disponibilidad Comercial[*]	68,3%	81,8%	59,5%
Generación Neta (GWh)	629	706	452
Loma Campana II			
Factor de Disponibilidad Comercial[*]	92,0%	86,8%	95,1%
Generación Neta (GWh)	515	504	321
Loma Campana Este			
Factor de Disponibilidad Comercial[*]	100%	70,8%	55,7%
Generación Neta (GWh)	42	45	34
La Plata Cogeneración I[4]			
Factor de Disponibilidad Comercial[*]	84.3%	85,3%	87,6%
Generación Neta (GWh)	875	820	864

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Generación de Vapor (k Tn)	1.687	1.599	1.622
Manantiales Behr[(3)]			
Factor de Capacidad	99,2%	99,2%	87,5%
Generación Neta (GWh)	518	527	146
Central Dock Sud[(5)(6)]			
Factor de Disponibilidad Comercial[(*)]	74%	68,7%	62,6%
Generación Neta (GWh)	4.447	4.241	3.950
El Bracho TV[(7)]			
Factor de Capacidad	95.6%		
Generación Neta (GWh)	182		
Cogeneración La Plata II[(8)]			
Factor de Capacidad	10.3%		
Generación Neta (GWh)	5		
Generación de Vapor (k Tn)	-		
Los Teros[(9)]			
Factor de Capacidad	94,1%		
Generación Neta (GWh)	163,8		

(*) Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada.
(1) Incluye la central térmica Tucumán y la central térmica San Miguel de Tucumán.
(2) El Bracho TG comenzó su operación comercial en enero de 2018.
(3) Adquirida a Central Puerto S. A. el 5 de enero de 2018.
(4) Comenzó su operación comercial de manera parcial el 25 julio de 2018 completando la totalidad la potencia instalada el 22 de diciembre de 2018.
(5) Representa nuestra participación indirecta del 30% en Central Dock Sud, que es operada por Enel S.A. Los resultados relacionados con esta inversión se exponen en nuestros Estados Financieros Consolidados en la línea Resultado por participación en sociedades.
(6) No incluye la participación que tiene Central Dock Sud en las Centrales Térmicas Vuelta de Obligado, Manuel Belgrano y San Martín.
(7) Comenzó su operación comercial el 23 de octubre de 2020.
(8) Comenzó su operación comercial el 10 de octubre de 2020
(9) Comenzó su operación comercial el 15 de septiembre de 2020

Generación de Energía en Centrales Térmicas Operativas

Gran parte de la capacidad de generación de energía de YPF LUZ (64%) proviene de activos que han estado operando por aproximadamente 20 años. Estos activos son los dos ciclos combinados del Complejo Tucumán, Central Dock Sud y LPC I.

Central Térmica Tucumán – Ciclo Combinado

La Central Térmica Tucumán es un activo de generación de energía térmica ubicado en la localidad de El Bracho, aproximadamente a 22 km al sur de San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán.

Esta central es una planta generadora de electricidad de 447MW, que consta de dos turbinas de gas Siemens V94.2 (GT), una turbina de vapor de la serie D de GE en dos presiones, sin recalentamiento (ST), y dos generadores de vapor de recuperación de calor Nooter Eriksen (HRSG) sin fuego suplementario en Ciclo Combinado. El combustible utilizado en esta central es gas natural, en la actualidad en virtud de la Resolución N° 12/2019 es provisto por CAMMESA a través de la distribución de GasNor. La Central Térmica Tucumán se encuentra conectada al SADI en 500kV.

El sistema de agua de refrigeración de la planta está compuesto por un condensador refrigerado por aire (33%) y una torre de refrigeración de tiro de 4 celdas (66%). La primera turbina de gas comenzó a funcionar en 1996 y la segunda en 1997. La operación de Ciclo Combinado comenzó en 1999. La Central Térmica Tucumán es 100% propiedad y es operada por YPF LUZ.

La potencia y capacidad eléctrica generada por la Central Térmica Tucumán se entrega a CAMMESA de acuerdo con el Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 31/2020).

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento con la empresa Sulzer.

Central Térmica San Miguel de Tucumán

Central Térmica San Miguel de Tucumán es una planta de generación de energía de 382MW, que consta de dos turbinas de gas GE 9001E (GT), con enfriamiento por evaporación, una turbina de vapor Alstom de dos presiones, sin recalentamiento (ST), y dos generadores de vapor de recuperación de calor CMI (HRSG), con fuego suplementario que funciona en Ciclo Combinado. El combustible utilizado por la central es gas natural, suministrado por CAMMESA de acuerdo con la Resolución N° 12/2019. La planta está conectada al SADI en 500kV y 132kV (GT 2). La potencia y capacidad eléctrica generada por la planta se entrega a CAMMESA de acuerdo con la Resolución N° 31/2020.

La primera turbina de gas comenzó a funcionar en 1995 en ciclo abierto. La segunda turbina de gas y la operación de Ciclo Combinado comenzó en 2002. Central Térmica San Miguel de Tucumán tiene la capacidad de arrancar sin tensión (arranque en negro). La Central Térmica San Miguel de Tucumán es 100% propiedad y es operada por YPF LUZ, su departamento de operaciones es compartido con la Central Térmica Tucumán y la Central Térmica El Bracho.

La potencia y capacidad eléctrica generada por la Central Térmica San Miguel de Tucumán se entrega a CAMMESA de acuerdo con el Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 31/2020).

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Central Térmica El Bracho

La Central Térmica El Bracho es parte del Complejo Tucumán, está ubicado en El Bracho, provincia de Tucumán y tiene una capacidad instalada de 473 MW. Consta de una turbina de gas General Electric modelo 9FA.04 y una Turbina de Vapor General Electric modelo D 650.

La Turbina de Gas GE 9FA.04 es de un diseño robusto, diseñado para el servicio de generación de energía a largo plazo. Su diseño es uno de los más probados disponibles con más de 200 unidades instaladas en todo el mundo y más de 12 millones de horas de funcionamiento a partir de 2016.

La construcción de la central fue hecha en dos etapas, siendo la primera la de la turbina de gas a ciclo abierto que se llamara El Bracho TG, la cual fue llevada a cabo por GE a través de un contrato llave en mano, y luego finalmente el resto de obras para conformar la central de ciclo combinado actualmente en operación, también construida por GE con otro contrato llave en mano cuyo proyecto se llamara El Bracho TV, con los mismos contratistas y el mismo equipo de gente.

El proyecto El Bracho TG se desarrolló y construyó durante un período de 19 meses obteniéndose la habilitación comercial el 27 de enero de 2018, 3 días antes de la fecha comprometida.

La central opera únicamente con gas natural. La energía se evacúa a través de una conexión a la red en una subestación existente de 500 kV ubicada en las proximidades de la planta. El sitio comparte algunos requisitos de balance de planta y auxiliares de las plantas existentes de Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán.

Para llevar adelante el proyecto Bracho TG, Y-GEN II ha firmado un contrato de préstamo sindicado, con Citi Group Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA), LLC y Export Development Canada como prestamistas, bajo el formato de *project finance*. El monto del préstamo asignado para este proyecto asciende a US$ 149,5 millones, con fecha de vencimiento en junio de 2022 y dado su formato de *project finance* no posee recursos contra YPF LUZ.

El Bracho TG es 100% propiedad a través de su subsidiaria YGEN II y está operado por YPF LUZ. La energía y la capacidad instalada es vendida a CAMMESA de acuerdo al PPA firmado en el marco de la Resolución SEE N°21/2016. De acuerdo a lo establecido en el PPA el gas natural que consume la central térmica será provisto por CAMMESA a su costo.

Respecto del proyecto El Bracho TV, a través de la Resolución N° 287, Y-GEN Eléctrica II resultó adjudicataria del proyecto por el cual se realizó la modificación de la central El Bracho TG a un ciclo combinado, al agregar un generador de vapor de recuperación de calor ("HRSG"), una turbina de vapor, un condensador refrigerado por agua, un generador, un sistema de torres de refrigeración y otros sistemas complementarios agregando una potencia de 199 MW y alcanzando así una capacidad total de la instalación de aproximadamente 473 MW y una eficiencia de 6.407 kJ / kWh (56.2%) a 27.0 ° C y 60.0% de humedad relativa.

Los equipos adquiridos para este proyecto consisten en una turbina a vapor modelo D650, un Generador modelo A74 Top air tipo TEWAC. 255 MVA; 18 KV; pf: 0,85, un HRSG de tres presiones de recalentamiento, tipo horizontal con recipientes y quemadores suplementarios y todo el equipamiento auxiliar para el correcto funcionamiento del ciclo combinado. La conversión de la unidad de ciclo abierto existente comparte sustancialmente instalaciones y servicios existentes, y la mayoría de los insumos (incluidos el agua, productos químicos y otros) y otros requisitos para las operaciones se proporcionarán a partir de las operaciones existentes del complejo El Bracho. Como se trata de una conversión a Ciclo Combinado con la adición de un HRSG y una turbina de vapor, es necesario suministrar gas natural adicional a los quemadores de conductos HRSG y esto requirió una modificación de la instalación interna de alimentación de gas natural, realizándose la conexión antes del cuadro regulador de la TG, requiriéndose por parte de TGN una autorización a un mayor consumo, pero sin requerirse modificaciones sobre la ES&M construida con la TG. Este proyecto

utiliza la misma subestación de 500 kV que el sistema de ciclo abierto, a través de una expansión realizada sobre la subestación existente en la que se adecuaron los sistemas de protección de línea y de Desconexión Automática de Generación, o "DAG".

El proyecto Bracho TV no alcanzó la fecha originalmente planificada de Habilitación comercial del 24 de agosto de 2020, debido principalmente a que el 20 de marzo de 2019, YGEN Eléctrica II fue notificada por GE que el 10 de marzo de 2019 se inició un incendio sobre la cubierta del buque "Grande América" de la empresa marítima Grimaldi Group que derivó en su posterior hundimiento el día 12 de marzo de 2019 a 150 millas náuticas de la costa de Francia. Dicho buque transportaba equipos esenciales para completar el cierre del ciclo de la Turbina de Gas de El Bracho objeto del contrato EPC para el cierre de ciclo cuyo valor según factura ascendía a la suma aproximada de 9,6 millones de euros. De acuerdo con los términos y condiciones del contrato EPC, el riesgo de pérdida del equipo está bajo la responsabilidad de GE. No obstante, dicho equipo estaba asegurado a favor de Y-GEN Eléctrica II bajo un seguro de carga marítima. Y-GEN Eléctrica II reclamó el cobro de dicho seguro, que fue cobrado el 1 de julio de 2019.

En virtud de las demoras ocasionadas por el siniestro del buque "Grande America" y a fin de evitar una penalidad por la demora de la fecha de habilitación comercial comprometida, el 1° de octubre de 2020, la Compañía hizo uso de la opción prevista en la Resolución SRRMyME N° 25/2019 de fecha 30 de agosto de 2019 (la "Resolución 25/2019"), a fin de manifestar formalmente como nueva fecha prevista de la habilitación comercial bajo el PPA con CAMMESA, el 23 de diciembre de 2020.

Asimismo, con fecha 5 de febrero de 2020 la Compañía y GE llegaron un acuerdo que puso fin a las controversias existentes respecto al hundimiento del buque "Grande América" y se modificó el esquema de penalidades bajo el contrato de EPC a fin de asegurar el cumplimiento comprometido con CAMMESA para la fecha de habilitación comercial del proyecto y de ese modo evitar la imposición de penalidades bajo el PPA con CAMMESA.

Asimismo, cabe señalar que Y-GEN II está asegurado bajo la cobertura de un seguro de retraso en la puesta en marcha ("YGEN DSU") que cubre el lucro cesante del proyecto El Bracho TV por retraso en la habilitación comercial. Tal YGEN DSU cubre la pérdida por lucro cesante desde julio de 2020 hasta junio de 2021.

El proyecto El Bracho TV (completamiento de central de ciclo combinado) llevó 33 meses, desde febrero de 2018, obteniéndose la habilitación comercial el 23 de octubre de 2020. Si bien el proyecto Bracho TV no alcanzó la fecha originalmente planificada de Habilitación comercial del 24 de agosto de 2020, logró la habilitación comercial 57 días antes de la fecha de 23 de diciembre de 2020, reprogramada según la citada Resolución 25/2019.

La turbina de vapor obtuvo su habilitación comercial el día 23 de octubre de 2020, mientras que la fecha de COD comprometida con CAMMESA era el 23 de diciembre de 2020. Durante este periodo de anticipación al COD la remuneración de potencia se veía reducida al 70% por PPA.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Loma Campana I

Loma Campana I es una central térmica de Ciclo Abierto ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén. La misma se construyó sobre un terreno de propiedad de YPF y por el cual se ha firmado un contrato de comodato de uso gratuito entre YPF y YPF LUZ por un plazo de 20 años, con dos prórrogas sucesivas de 10 años cada una. La construcción de la planta se instrumentó mediante un contrato llave en mano con GE, quien se encargó de la provisión del equipo y de la obra civil. Esta central quedó habilitada comercialmente para su operación a partir del 7 de noviembre de 2017.

La planta utiliza una turbina de gas GE LMS100, con una capacidad de generación de 105MW, y se conecta en la red de 132kV a través de una subestación del Ente Provincial de Energía de Neuquén (EPEN). La planta se conecta al Gasoducto del Pacífico (GdP). El suministro de gas para Loma Campana I es responsabilidad de YPF. La planta utiliza agua de refrigeración que toma del rio Neuquén a unos 21 km de la planta con la opción de abastecerse de dos estanques de almacenamiento de agua de fracking ubicados a 13.5 km al este del sitio.

Loma Campana I es 100% propiedad y está operada por YPF LUZ. Por la generación de este activo YPF LUZ ha firmado un contrato de puesta a disposición de potencia con YPF, a través de la operación y mantenimiento de la central, bajo el esquema de autogeneración distribuida en el marco de lo dispuesto por la Resolución SE N°269/2008 de la Secretaria de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. De acuerdo a lo establecido dicho contrato YPF es responsable de proveer el gas natural que consuma la central térmica.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Loma Campana II

La planta de energía Loma Campana II es una central térmica de Ciclo Abierto ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén. Se encuentra localizada en el mismo predio que Loma Campana I y la construcción de la planta se instrumentó mediante un contrato llave en mano con GE, quien se encargó de la provisión del equipo y de la obra civil, el proyecto se desarrolló y construyó

durante un período de 13 meses. Esta central quedó habilitada comercialmente para su operación a partir del 30 de noviembre de 2017.

Es una central térmica que consta de una TG GE LMS100 con una potencia de 107MW inyectando en la red de 132 kV. Esta central, al igual que Loma Campana I, utiliza la misma estructura de la línea de transmisión de alto voltaje de 132kV para conectarse con la subestación del Ente Provincial de Energía de Neuquén (EPEN) ubicada a 2.2 km al norte. Los vínculos de transmisión y conexión de Loma Campana I y Loma Campana II son independientes.

Para llevar adelante este proyecto Y-GEN ha firmado un préstamo sindicado, entre los cuales se encuentran fundamentalmente Citi Group Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA), LLC y Export Development Canada como las prestamistas, bajo el formato de *project finance*. El monto del préstamo asignado para este proyecto asciende a US$ 70 millones, con fecha de vencimiento en junio de 2022 y dado su formato de *project finance* no posee recursos contra YPF LUZ.

Loma Campana II es 100% propiedad a través de su subsidiaria YGEN y está operada por YPF LUZ. La energía y la capacidad instalada es vendida a CAMMESA de acuerdo al PPA firmado en el marco de la Resolución SEE N°21/2016. De acuerdo a lo establecido en el PPA el gas natural que consume la central térmica será provisto por CAMMESA a su costo.

La planta comparte algunos servicios e instalaciones comunes con Loma Campana I, y es operada por el mismo grupo de personas de YPF LUZ.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Loma Campana Este

Loma Campana Este está ubicada dentro del bloque concesión de producción de petróleo y gas de Loma Campana, en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén. Esta central de generación es propiedad de la Emisora bajo la figura de leasing, y cuenta con 12 equipos de generación de energía (motores alternativos) Jenbacher J420, totalizando una capacidad de generación de 17MW. Los mismos fueron comprados por el Banco Supervielle a GE y arrendados a YPF LUZ, bajo un contrato de *leasing*. La generación de estos motores es utilizada para suministrar energía a las operaciones del upstream de YPF en materia de recursos no convencionales en el área de la formación Vaca Muerta.

La Compañía opera y mantiene esta planta, bajo un contrato de arrendamiento de equipos entre YPF y YPF LUZ el cual tiene una duración de 3 años y es prorrogable hasta 5 años. El combustible es suministrado por YPF de acuerdo a sus necesidades de consumo de energía y dicho gas natural se extrae de las áreas de producción operadas por YPF. La central térmica Loma Campana Este funciona como productor de energía de autogeneración para YPF, es por ello que no tiene conexión al SADI.

Desde junio de 2020 el contrato de abastecimiento con YPF S.A. se modificó pasando de un valor de potencia de 12 MW a uno de 5 MW, y la planta inició un proceso de optimización de estructura para ajuste de costos y búsquedas de sinergia lo cual llevó a que se implemente la operación remota de la planta desde las instalaciones de Loma Campana I y II.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento con el fabricante Innio.

Central La Plata Cogeneración (LPC I)

El 5 de enero de 2018, se perfeccionó la adquisición de la Central La Plata Cogeneración de propiedad de Central Puerto S.A., con efectos al 5 de enero de 2018 por la suma de US$ 31.500.000 más el impuesto al valor agregado. La central se encuentra ubicada dentro del Complejo Industrial La Plata, de propiedad de YPF, y posee una capacidad de generación de 128MW. LPC I comenzó su operación comercial en 1997.

La planta es una instalación de cogeneración ubicada en La Plata, provincia de Buenos Aires. La instalación utiliza una sola turbina de combustión GE MS-9001E, y un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) de una sola presión de Nooter Eriksen, para producir 200 toneladas de vapor por hora, que se venden a YPF. La potencia y capacidad eléctrica generada por la planta se entrega a CAMMESA de acuerdo con la Resolución N° 31/2020.

La turbina de gas y los quemadores de ducto complementarios se alimentan principalmente con gas natural. Cuando el gas natural deja de estar disponible, principalmente debido a factores estacionales, se lo sustituye por gasoil. Sin embargo, en los últimos años el consumo de combustible líquido se ha reducido, por la mayor disponibilidad de gas natural en el sistema. El gas natural para la generación en la actualidad es provisto por CAMMESA, de acuerdo a la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo del Ministerio de Desarrollo Productivo, y el gas natural para el vapor es provisto por YPF El gas natural llega a la central a través de un contrato en firme de distribución con Camuzzi Gas Pampeana y de transporte con Transportadora de Gas del Sur S.A. La energía eléctrica generada se remunera de acuerdo al Régimen de Energía No Contractualizada.La Central Térmica La Plata Cogeneración es 100% propiedad y es operada por YPF LUZ, su departamento de operaciones es compartido con la Central Térmica La Plata Cogeneración 2 y parcialmente con los Parques Eólico Los Teros 1 y 2.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Central La Plata Cogeneración 2 (LPC II)

A través de la Resolución N° 287, la Compañía resultó adjudicataria, como consecuencia del proceso licitatorio establecido, de un nuevo proyecto de cogeneración a ser desarrollado dentro de la Refinería de La Plata, la cual es de propiedad de YPF, ubicada en la Provincia de Buenos Aires.

Este proyecto consistió en la instalación de en una turbina de gas, su generador eléctrico y una caldera para generar vapor por recuperación de calor. La turbina de gas es del tipo dual, cuyo combustible principal a quemar es gas natural, siendo el gas-oíl el combustible previsto como alternativo. La turbina de gas es marca General Electric modelo 6F.03, la cual tiene una capacidad de generación de 85 MW (condición ISO). En cuanto al generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) genera 200 Tn/h de vapor con fuego adicional en el HRSG y 140 Tn/h de vapor sin fuego adicional. Este proyecto está conectado al SADI a través de la barra de 33 kV de la estación SE 193 ubicada dentro la Refinería La Plata.

Para este proyecto YPF LUZ firmó un acuerdo de suministro de equipos el 29 de diciembre de 2017 con GE ("el Contrato de Provisión LPC II"). A su vez, el 16 de febrero 2018 firmó un Contrato EPC con AESA, la cual se encargó de ejecutar la obra civil y el montaje de los equipos suministrado por GE (el "Contrato de obra LPC II").

YPF LUZ ha firmado con contrato de PPA con CAMMESA por el término de 15 años luego de ser adjudicados en el proceso licitatorio mencionado. En el mismo se comprometió a instalar y mantener disponible una capacidad de generación de 89MW por el período del contrato desde la fecha de habilitación comercial. En dicho PPA el gas natural o el gas oil es gestionado por YPF LUZ. La remuneración que percibirá YPF LUZ de CAMMESA equivale a un precio por disponibilidad de potencia de 18.600 US$/MW-mes (cargo fijo por disponibilidad), y un precio por energía eléctrica de 8 US$/MWh (cargo variable por volumen de energía eléctrica despachada), se trate de generación con gas natural o gasoil.

El 1° de octubre de 2019, la Compañía hizo uso de la opción prevista en la Resolución 25/2019, a fin de manifestar formalmente como nueva fecha prevista de la habilitación comercial bajo el PPA con CAMMESA, el 1° de agosto de 2020. Ello en virtud de las demoras imputables a la contratista a cargo de la ejecución de la obra de construcción de dicha central.

Además, en el marco del Contrato de Demanda Mayorista celebrado entre la Sociedad y CAMMESA el 19 de diciembre de 2017 de conformidad con la Resolución S.E.E. N° 287-E/2017 y S.E.E. N° 926-E/2017 ("PPA La Plata Cogeneración"), el 27 de marzo de 2020 la Sociedad notificó a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiológica derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA La Plata Cogeneración.

En virtud de ello, con fecha 6 de abril de 2020, CAMMESA replicó que bajo los términos y condiciones del PPA La Plata Cogeneración los alcances y el efecto de la fuerza mayor serán de aplicación únicamente a partir de la entrada en vigencia de dicho acuerdo, es decir, luego de la habilitación comercial.

Es de destacar que el proyecto alcanzó la habilitación comercial con fecha 10 de octubre de 2020 para su funcionamiento con gas, mientras que el 27 de octubre del mismo año se habilitó para su funcionamiento con gas oil como combustible alternativo y que, por lo tanto, se cumplieron los plazos previstos bajo el PPA La Plata Cogeneración II, conforme dichos plazos fueron prorrogados.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Central Dock Sud

La Compañía tiene una participación indirecta en Central Dock Sud ("CDS") del 30%. CDS es una sociedad propietaria de dos plantas generadoras de energía, el Ciclo Combinado Central Dock Sud, con una capacidad instalada de 797,5 MW, y el Ciclo Abierto Central Dock Sud, con una capacidad instalada de 72 MW. Adicionalmente, tiene una participación del 6.4% en la Central Térmica Vuelta de Obligado (846,56 MW), del 0,471% en la Central Térmica Manuel Belgrano (865,14 MW) y del 0,423% en la Central Térmica San Martín (873 MW). Está ubicada en la localidad de Avellaneda, al sur de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la provincia de Buenos Aires.

Central Dock Sud Ciclo Combinado

Central Dock Sud es una planta generadora de electricidad de 797,5MW, que consta de dos turbinas de gas General Electric GT 26AB, una turbina de vapor General Electric, y dos generadores de vapor de recuperación de calor Babcock Wilcox Española (HRSG) que funcionan en Ciclo Combinado. El combustible utilizado es gas natural, gasoil y biodiesel (hasta 15%). La planta está conectada al SADI bajo un contrato de interconexión celebrado con EDESUR. CDS comenzó su operación comercial en junio de 2001.

La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMMESA de acuerdo al Régimen de Energía No Conractualizada (Resolución N° 31/2020). En diciembre 2019, mediante la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo se establece que CAMMESA será la encargada de proveer el combustible para generación a las centrarles térmicas que no cuenten con contratos vigentes anteriores a febrero de 2013.

La eficiencia de la planta hace que tenga un despacho base de energía durante todo el año. La energía generada por el Ciclo Combinado durante el año 2019 fue de 4,229 GW-h, con un consumo de gas natural de 792.030 dam3 y de gasoil 30.932 m3.

Central Dock Sud Ciclo Abierto

Central Dock Sud también cuenta con 72MW a través de dos turbinas de gas GE Frame 6B (GT) que funcionan en ciclo abierto. El combustible utilizado es gas natural o gasoil. El combustible es suministrado por CAMMESA y Metrogas S.A. lo transporta a la planta. La conexión eléctrica con en SADI se realiza a través de un acuerdo de interconexión con EDESUR. La planta comenzó su operación comercial en julio de 1989.

La energía generada por ambas turbinas a gas durante el año 2019 fue de 12GW-h, con un consumo de gas natural de 4.689 Dam3 y gasoil de 137 m3. La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMMESA de acuerdo al Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 31/2020).

Participación Central Dock Sud en otras Centrales Térmicas

Adicionalmente a sus operaciones, Central Dock Sud tiene una participación en las centrales construidas por el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM). Actualmente, la participación es del 6,4% en la Central Vuelta de Obligado (846,56 MW), con contrato FONINVEMEM, 0,471% en la Central Manuel Belgrano (865,14 MW), que, desde enero 2020 es remunerado bajo el Programa de Energía Base Régimen de Energía No Contractualizada y 0,423% en la Central San Martín (873 MW), que, desde febrero 2020 es remunerado bajo el Programa de Energía Base Régimen de Energía No Contractualizada.

Generación de Energías Renovables en Operación

Parque Eólico Manantiales Behr

El Parque Eólico Manantiales Behr se encuentra ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro del yacimiento Manantiales Behr, operado por YPF, en el Departamento de Escalante, Provincia de Chubut, aproximadamente a 40 km al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Contempla la instalación de un parque de 99MW de potencia nominal integrado al SADI, como así también la infraestructura necesaria para la operación y mantenimiento del mismo. La instalación se realizó en 2 etapas de 49,5MW cada una.

Para alcanzar la potencia de 99MW, se instalaron 30 aerogeneradores VESTAS modelo V-112 de 3.3MW, Clase IEC IB, con una altura de buje de 84 metros y un área de barrido de 112 metros. Los aerogeneradores están distribuidos en una superficie de 20 km2, los cuales ocupan una superficie total de 6.000 m2 (200 m2 cada aerogenerador).

Cada aerogenerador genera energía eléctrica en baja tensión y mediante un transformador en cada equipo se eleva a la tensión de distribución del parque de 35 kV. El parque eólico cuenta con líneas aéreas de distribución interna en 35 kV para interconectar los aerogeneradores, distribuidos en 6 líneas troncales, que conectan los equipos con las celdas de media tensión de entrada a la subestación transformadora.

La subestación transformadora (SE Manantiales Behr) vincula el parque de generación al SADI, mediante una línea aérea de alta tensión de 132 kV, de 21 Km y otra nueva subestación (SE Escalante) para el punto de interconexión a la línea de la transportista. Existe vinculación por fibra óptica desde cada aerogenerador hasta la sala de control en la SE Manantiales Behr.

Se realizó la interconexión al SADI, por medio de la apertura de la línea de 132 kV (Diadema – Pampa del Castillo), a través de la nueva SE Escalante.

La primera etapa de 49,5MW, integrada por 15 aerogeneradores tuvo COD en el 2do trimestre de 2018. Esta etapa, provee el 8% de la demanda que YPF requiere para dar cumplimiento a la Ley 27.191 de fomento de Energías Renovables. Para ello YPF LUZ ha firmado un PPA por un plazo de 15 años con YPF, y con un precio denominado en dólares estadounidenses. La segunda etapa de 49,5MW fue concluida en el mes de diciembre de 2018. Por la generación de esta segunda etapa del proyecto se ha celebrado un PPA con YPF por 7 años como así también distintos PPA con empresas privadas (Roca, Coca Cola Femsa, Toyota, Profertil, Nestlé y Eco de los Andes entre otras) con plazos de hasta 21 años.

Una de las principales ventajas competitivas de este parque son las condiciones naturales del viento en la zona. De acuerdo a las mediciones realizadas por la Compañía, la velocidad promedio del viento en el área de la etapa I promedió los 11,9 m/s y en el caso del área de la etapa II los 11,7 m/s, lo que las ubica en una de las mejores áreas a nivel mundial. A su vez el parque muestra un factor de capacidad de diseño de 58%, lo que implica que el 58% del tiempo los aéreogeneradores estarían generando a plena carga. Sin embargo, el factor de carga registrado para el año 2019 fue de 60,8% promedio, y para el año 2020 fue de 60,3% lo que revalida el concepto de que este parque está ubicado entre los mejores del mundo.

Para el financiamiento de la construcción y puesta en marcha del Parque Eólico Manantiales Behr, la Compañía contrajo con Inter-American Investment Corporation (IIC), una entidad perteneciente al Banco Interamericano de Desarrollo, un préstamo de US$ 200 millones, el cual cuenta con un tramo A por un plazo de 7 años a una tasa de interés LIBOR a tres meses más un margen entre 5,125% y 7,87% y un tramo B por un plazo de 9 años a una tasa de interés LIBOR a tres meses más un margen del 4,8%.

El Parque eólico Manantiales Behr es 100% propiedad y es operado por YPF LUZ, su departamento de operaciones es compartido con la Central Térmica Manantiales Behr y el Parque Eólico Cañadón León, en proceso avanzado de construcción.

El parque además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, Vestas.

Parque Eólico Los Teros I

Este parque está ubicado en Azul, Provincia de Buenos Aires y consiste en un parque eólico de 32 aerogeneradores con una capacidad instalada de 123 MW. La energía generada es enviada al SADI en 132KV, mediante una apertura de la línea Olavarría-Tandil de 132KV, que atraviesa el predio del parque y a una distancia de 52 km aproximadamente de la ciudad de Olavarría, en una nueva Subestación construida a tal fin (SE Los Teros).

Este parque alcanzo la habilitación comercial parcial desde el 17 de septiembre de 2020 y la completó el 2 de octubre del mismo año. Este parque eólico resultó adjudicatario de la asignación de prioridad de despacho por 123 MW de su capacidad instalada para abastecer el MATER.

Por otro lado, y en relación a los tomadores de energía del Parque Eólico Los Teros, a la fecha de emisión del presente prospecto la Compañía ha contractualizado el 100% de la energía a generar por el parque, a través de contratos de abastecimiento privados, denominados en dólares estadounidenses, con YPF S.A. (aproximadamente 25%) y con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 5 a 20 años.

Con fecha 4 de julio 2018 la Sociedad celebró un contrato de montaje y puesta en marcha para el parque eólico con General Electric International Inc. Sucursal Argentina (“GESA”) (“Contrato de Obra LT”) y un contrato de Provisión de Equipos con GE Wind Energy Equipment Manufacturing Co., Ltd (“GEWE”) el 4 de julio de 2018 (“Contrato de Provisión LT”).

Así las cosas y en el marco del Contrato de Obra LT y el Contrato de Provisión LT, a partir del 18 de marzo del presente GESA, GEWE y la Sociedad intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

En esas misivas GESA y GEWE alegaron que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento de cambio de ley y/o de fuerza mayor bajo el Contrato de Obra LT y el Contrato de Provisión LT, y que, por tanto, la Sociedad debía soportar los mayores costos y plazos derivados de tal situación. Por su lado, la Sociedad rechazó que tales eventos pudieran configurar un cambio de ley bajo dichos contratos y manifestó, entre otros argumentos, que GESA y GEWE debían demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor, manifestando, entre otros argumentos, que, en caso de configurarse un evento de fuerza mayor cada parte debía asumir sus propios costos. Asimismo, la Sociedad informó a GESA y GEWE que toda vez que estos se encuentran en mora en el cumplimiento de sus obligaciones sustanciales bajo sus respectivos contratos, no se encuentran facultadas para alegar la existencia de un evento de fuerza mayor o cambio de ley y que, por lo tanto, no podrán eximirse de su responsabilidad pese a existir un eventual caso fortuito o una imposibilidad de cumplimiento derivada de aquél.

Con fecha 2 de octubre de 2020 se alcanzó la Recepción Provisoria de la Obra, manteniendo las Partes diversos reclamos cruzados vinculados a los eventos que causaron la demora en la finalización de los trabajos en los plazos comprometidos. En tanto GESA considera que las demoras no le son imputables, la Sociedad entiende que las mismas resultan de la responsabilidad del Contratista y por tanto corresponde la aplicación de las penalidades dispuestas en el Contrato por el total de meses de demora del proyecto. Debemos destacar que la fecha establecida en los Contratos para alcanzar la Recepción Provisoria de la Obra eran las siguientes: 19 aerogeneradores el 13 de septiembre de 2019 y 13 aerogeneradores el 25 de octubre de 2019. Asimismo, los Contratos prevén las siguientes multas por demora en alcanzar la Recepción Provisoria de la Obra: (i) en el supuesto que CAMMESA imputara sanción a la Sociedad por la demora de Obra, US$ 500 por aerogenerador por día de demora durante los primeros 45 días y US$ 2.500 por aerogenerador por día de demora en lo sucesivo (ii) caso contrario US$ 2.500 por aerogenerador por día de demora a partir de los 60 días de atraso. A la fecha la Sociedad ha retenido pagos por la suma aproximada de US$ 11,6 millones a cuenta de dichas penalidades.

Por otro lado, y en relación a los tomadores de energía del Parque Eólico Los Teros, informamos que, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Sociedad ha contractualizado el 100% de la energía a generar por el parque, a través de contratos de abastecimiento privados, denominados en dólares estadounidenses, con YPF S.A. (aproximadamente 25%) y con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 5 a 20 años.

Así, en el marco de la situación descripta precedentemente, la Sociedad ha enviado notificaciones a las contrapartes bajo los respectivos contratos de abastecimiento sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y se les ha informado que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. Así, en el marco de la situación descripta precedentemente, la Sociedad ha enviado notificaciones a las contrapartes bajo los respectivos contratos de abastecimiento sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y se les ha informado que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. Con fecha 27 de marzo del corriente la Sociedad notificó a CAMMESA, en el marco de la prioridad de despacho asignada conforme la Resolución 281/2017, que, como consecuencia

de dicha emergencia epidemiológica, el plazo comprometido para la habilitación comercial se vería afectado. A la fecha, la Sociedad no ha recibido respuesta por parte de CAMMESA.

Por último, tal como se menciona en la Nota 30.1, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a suspender temporalmente las notificaciones referidas al incumplimiento de la Fecha Prevista de Habilitación Comercial (FPHC) de los proyectos con prioridad de despacho asignada en los términos de la Resolución 281/2017 y del cobro de los pagos previstos en el artículo 11 del anexo de la citada resolución, por el periodo comprendido entre el 12 de marzo al 12 de septiembre de 2020, manteniendo así la respectiva prioridad de despacho asignada. Posteriormente, con fecha 10 de septiembre de 2020, se prorrogaron los plazos dispuestos en la instrucción de fecha 10 de junio de 2020 hasta el 15 de noviembre de 2020. A los fines de acceder a esta nueva prórroga la Sociedad renunció a cualquier reclamo que pudieran tener contra las autoridades de gobierno derivados del COVID-19 por el período comprendido entre el 12 de marzo de 2020 hasta el 15 de noviembre de 2020.

Es de destacar que el proyecto alcanzó la habilitación comercial de la totalidad del parque eólico con fecha 2 de octubre del año 2020. Por lo tanto, se cumplieron los plazos previstos en el marco de la prioridad de despacho asignada conforme la Resolución S.E.E. 281/2017, conforme dichos plazos fueron prorrogados.

El parque pertenece 100% a YPF Luz y es operada por su personal. El parque eólico además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, GE.

Generación de Energía en Centrales Térmicas en Construcción

	CT Manantiales Behr
Ubicación	Provincia de Chubut
COD	1er trimestre de 2021*
Capacidad Instalada	57 MW
Precio por MWh	23.33 US$/MW-h
Plazo	20 años
Fecha de firma del PPA	28 de diciembre de 2018

* La Fecha de COD informada es estimativa en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID- 19 sobre el avance del proyecto, de conformidad con lo explicado en la Nota 25 de los estados contables al 31 de diciembre de 2021.

El día 20 de marzo de 2020, como consecuencia del Decreto N° 297/2020, se paralizaron las obras, solo realizándose en sitio tareas de mantenimiento y conservación mínimas. El día 6 de abril de 2020 se publicó la Decisión Administrativa del Jefe de Gabinete N° 468/2020, la cual habilitó que se retomen las obras de infraestructura energética, por tanto, a partir del día 7 de abril se comenzaron las gestiones para retomar las tareas de obra, y las actividades en forma paulatina, y con la aplicación de los correspondientes protocolos.

Todas las obras de los proyectos de la compañía retomaron su actividad de forma inmediata y avanzaron, con los correspondientes protocolos para asegurar el bienestar de las personas y el cumplimiento de todas las regulaciones al respecto. La Compañía aún se encuentra analizando el impacto por Covid-19 en las obras, y revisando periódicamente los protocolos de trabajo en obra y en operaciones, trabajo y asistencia remota para el cuidado de la gente.

Central Térmica Manantiales Behr

El principal objetivo del Proyecto, que se encuentra ubicado en el Área de Concesión Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut, consiste en optimizar el costo de abastecimiento de energía eléctrica, mediante la utilización de equipos de alta eficiencia, asegurando la disponibilidad, confiabilidad y calidad del suministro de energía. Las obras del presente Proyecto a realizar por la Compañía contemplan la construcción de una Central Térmica, inicialmente de 57 MW, mientras que las que serán realizadas por YPF SA consisten de la Estación Transformadora de la Central Térmica Manantiales Behr (ET CT MB), el montaje de una Línea Eléctrica de Alta Tensión en 132kV desde la futura ET CT MB hasta la ET PE MB (Estación Transformadora del Parque Eólico Manantiales Behr), llegando a la Estación transformadora Nueva Escalante a través de otra Línea Eléctrica de Alta Tensión en 132kV, abasteciendo al resto de los Yacimientos operados por YPF en la regional Chubut.

YPF S.A. observó que el sistema eléctrico actual de la zona no dispone de la capacidad de alimentar la demanda de energía de YPF para su actividad de exploración y producción de hidrocarburos, como así tampoco soportar futuros incrementos en la misma. El sistema eléctrico actual presenta condiciones de operación poco confiables ante las mínimas contingencias, produciendo pérdidas de producción de hidrocarburos considerables.

Específicamente la Central Térmica Manantiales Behr estará conformada por 5 motogeneradores del fabricante Wärtsilä modelo W20V31SG, de 11,76 MW de Potencia Nominal y en el caso de la ampliación en la segunda etapa se adicionarán 3 motogeneradores. La superficie a ocupar será de 11.600m2 y de 3.600m2 para cada etapa respectivamente.

La potencia eléctrica mínima garantizada de la Central Térmica Manantiales Behr será de 57 MW y la eficiencia mínima garantizada será de 8.182 kJ/kWh. Asimismo, las emisiones garantizadas por el fabricante son las siguientes:

a- Ruido a 100m de distancia de los límites de la planta 70 dB(A);

b- Emisiones gaseosas que serán medidas de acuerdo a lo indicado por la Resolución ENRE 121/2018:

- CO2 100% de carga máx. 428 g/Kwh;
- NOx 100% carga máx.185 mg/Nm3;
- CO 100% de carga máx. 200 mg/Nm3

Con fecha 28 de diciembre del 2018, la Sociedad celebró los siguientes contratos para la provisión de equipos y construcción del proyecto: Equipment and Supply Agreement con Wärstsilä Projects Oy ("Wartsila Oy") ("Contrato de Provisión Motores MB") y Oferta 1/2018 – Contrato de Montaje y Puesta en Marcha de Central Térmica Manantiales Behr con Wartsila Argentina S.A. ("Wartsila Arg.") ("Contrato de Obra Motores MB").

Así las cosas y en el marco del Contrato de Obra Motores MB y el Contrato de Provisión Motores MB, a partir del 13 de marzo del presente Wartsila Oy, Wartsila Arg. y la Sociedad intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

En esas misivas Wartsila Oy y Wartsila Arg. alegaron que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento fuerza mayor bajo el Contrato de Provisión Motores MB y el Contrato de Obra Motores MB respectivamente, y que, por tanto, la Sociedad debía soportar los mayores costos y plazos derivados de tal situación. Por su lado, la Sociedad manifestó, entre otros argumentos, que Wartsila Oy y Wartsila Arg. debían demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor bajo dichos contratos. Asimismo, la Sociedad manifestó que, en caso de configurarse un evento de fuerza mayor, cada parte debía asumir sus propios costos.

Por otro lado, informamos que, en el marco del contrato de compraventa de energía eléctrica celebrado con YPF S.A., se le ha notificado sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial.

Adicionalmente, con fecha 28 de mayo de 2020 YPF notificó a la Sociedad de la configuración de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la pandemia COVID 19 y que, debido a ello, se encontraban retrasadas las obras que se encuentra desarrollando YPF a fin de poner a disposición el gas combustible, y la energización de la frontera de conexión.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, Wärstsilä.

Por último, cabe destacar que a los fines de financiar este proyecto la Compañía celebró un contrato de financiamiento con HSBC Bank USA, N.A. por hasta la suma de US$ 30 millones, que entró en vigencia el 28 de febrero de 2020. Dicho contrato cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Finnvera plc. y a la fecha del presente Prospecto, la totalidad de los fondos han sido desembolsados

Generación de Energías Renovables en Construcción

YPF LUZ tiene como objetivo convertirse en un productor relevante en el mercado eléctrico argentino. Según la regulación vigente a través de la Ley de Energías Renovables, se establece que los Grandes Usuarios, cuya demanda excede los 300KW de electricidad anual promedio, alcancen en 2025 un 20% de su consumo de energía proveniente de fuentes renovables. El ex MEyM, a su vez, mediante la Resolución N° 281-E/2017, estableció el marco regulatorio que le permite a los Grandes Usuarios la compra de electricidad provenientes de fuentes renovables a las generadoras del sector privado y las condiciones para el otorgamiento de prioridad de despacho. El objetivo debe cumplirse gradualmente desde un 8% como mínimo a partir de 2018 hasta un 20% en el año 2025.

En este contexto, YPF LUZ cuenta con diversos proyectos en ejecución y bajo análisis para poder incrementar su capacidad de generación, y así poder alcanzar su objetivo de aumentar su participación en el mercado de energías renovables. A la fecha de este Prospecto, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

	Cañadón León	**Los Teros II**
Ubicación	Provincia de Santa Cruz	Provincia de Buenos Aires
COD	2do trimestre de 2021	2do trimestre de 2021
Offtaker	CAMMESA/MATER	MATER
Capacidad instalada	122 MW	52 MW
Factor de capacidad	53%	57%

	Cañadón León	Los Teros II
Plazo	20 años	15 años
Cantidad de aerogeneradores	29	13
Capacidad de cada aerogenerador	4,2 MW	4,03 MW
Proveedor del aerogenerador	GE	GE

Cañadón León

En 2017 la Compañía participó de la segunda licitación realizada por CAMMESA en el marco del denominado Programa RenovAR 2.0, presentando cuatro proyectos. En dicha ronda licitatoria, la Compañía resultó adjudicataria del proyecto Parque Eólico Cañadón León por 99MW de potencia, aunque el proyecto contempla la instalación de un parque eólico de 122MW de potencia nominal que se integrará al SADI. El mencionado parque se encontrará ubicado a 25 km de la ciudad de Caleta Olivia en la provincia de Santa Cruz, contará con un PPA de 20 años con CAMMESA por 99 MW. La generación adicional a lo contemplado por el PPA con CAMMESA fue vendida a través de un PPA en el MATER celebrado con YPF S.A. denominado en dólares por 23MW de energía eléctrica a ser entregada.

Con fecha 27 de febrero 2019 Luz del León celebró un contrato para el Montaje y Puesta en Marcha de Parque Eólico y Servicios con General Electric International Inc. Suc. Arg. (“GESA”) (“Contrato de Obra LDL”) y un contrato para la Provisión de Equipos con GE Wind Energy GmbH (“GEWE”) (“Contrato de Provisión LDL”).

El proyecto ya tiene todos los 29 aerogeneradores en sitio, ya montados y se continúa trabajando en los caminos internos, subestación y tendido de líneas de alta y media tensión.

El 5 de agosto de 2019 la Sociedad celebró con Luz del León S.A titular del proyecto Parque Eólico Cañadón León (“Luz del León”), Y-Luz Inversora S.A.U. y Wind Power AS, una subsidiaria de Equinor ASA, una sociedad constituida en el Reino de Noruega (“Equinor”), un acuerdo para la suscripción de acciones en Luz del León (el “Acuerdo de Suscripción de Acciones”). El Acuerdo de Suscripción de Acciones establece que, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones; Equinor suscribirá acciones en Luz del León a fin de poseer una participación accionaria del 50% de su capital social, aportando a tal efecto US$ 20 millones en concepto de capital, con más US$ 10 millones en concepto de prima, estableciéndose como fecha límite para la suscripción de acciones el 31 de diciembre de 2019. Al momento de efectivizarse la transacción, se estableció que la Compañía y Equinor suscribirían un acuerdo de accionistas con términos usuales para transacciones de este tipo, y un acuerdo de administración de activos, por el cual la Compañía sería la administradora del proyecto. Luego de sucesivas prórrogas a dicho acuerdo, el 28 de mayo de 2020 Equinor informó su intención de dar por terminado dicho acuerdo a partir de esa fecha.

En el marco de la NIIF, y de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 5, en los estados financieros consolidados anuales al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad exponía en el rubro “Activos mantenidos para su disposición” y “Pasivos asociados a activos mantenidos para su disposición” los activos y pasivos de su subsidiaria Luz del León S.A., respectivamente. Cabe destacar que a la fecha de cierre y emisión de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019 y los Estados Financieros Intermedios Consolidados al 31 de marzo de 2020 la Compañía había evaluado, en base a la evidencia disponible, que el cumplimiento de las condiciones de las cláusulas precedentes del Acuerdo de Suscripción de Acciones era probable. Entre otras cuestiones la Compañía había tomado en consideración la obtención de financiamiento para el proyecto, según se describe en los párrafos siguientes, y la voluntad de Equinor de extender sucesivamente los plazos de terminación de la transacción mientras se negociaba el cumplimiento de las cláusulas precedentes.

Sin embargo, como consecuencia de la cancelación parcial de la financiación del proyecto por parte de United States International Development Finance Corporation (en adelante “DFC”) y la recepción de la mencionada comunicación de terminación del acuerdo por parte de Equinor, hechos ocurridos durante el segundo trimestre de 2020, la Compañía ha consolidado línea a línea los activos y pasivos de dicha subsidiaria a partir de los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2020.

Las principales clases de activos y pasivos correspondientes a la subsidiaria Luz del León S.A., incluidas en los activos y pasivos no corrientes mantenidos para su disposición al 31 de diciembre de 2019 se detallan en la Nota 4 a nuestros Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2020.

Por otro lado, con fecha 14 de enero de 2020, Luz del León celebró con DFC y BNP Paribas un contrato de financiamiento del Parque Eólico Cañadón León por hasta US$ 150 millones. Bajo este contrato DFC desembolsará, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, US$ 50 millones y BNP Paribas, también sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, hasta US$ 100 millones. Dicho contrato se encuadra dentro de la modalidad de “Project Finance” y el tramo correspondiente a BNP Paribas cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Alemana Euler Hermes Aktiengesellschaft. A la fecha del presente Prospecto, BNP Paribas ya ha desembolsado US$ 80,5 millones.

Cabe resaltar que en el marco del Contrato de Obra LDL, el Contrato de Provisión LDL y el Contrato de Integración LDL, a partir del 20 de marzo de 2020, GESA, GEWE y Luz del León intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

En esas misivas GESA y GEWE alegaron que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento de cambio de ley y/o de fuerza mayor bajo el Contrato de Obra LDL y el Contrato de Provisión LDL respectivamente, y que, por tanto, Luz del León debía soportar los mayores costos y plazos derivados de tal situación. Por su lado, Luz del León rechazó que tales eventos pudieran configurar un cambio de ley bajo los respectivos contratos y manifestó, entre otros argumentos, que GESA y GEWE debían demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor bajo sus respectivos contratos. Asimismo, Luz del León manifestó que en caso de configurarse un evento de fuerza mayor cada parte debía asumir sus propios costos.

Con fecha 7 de octubre de 2020 GESA remitió a LDL una intimación para iniciar negociaciones a efectos de resolver la disputa en torno a los mayores costos provocados por la pandemia del COVID-19. En esa misiva GESA estimó sus sobrecostos derivados de la pandemia COVID-19 en la suma de aproximadamente US$ 6 millones. Asimismo, efectuó un reclamo de mayores costos por cuestiones de clima de aproximadamente US$ 3,6 millones. Adicionalmente, GESA solicitó que LDL iniciara negociaciones por el plazo de 60 días bajo apercibimiento de suspender los trabajos y eventualmente resolver el contrato. Consideramos que la intimación efectuada por GESA resulta completamente infundada e improcedente, en primer lugar por cuanto -aún de considerar la pandemia como un evento de Cambio de Ley, circunstancia que LDL niega categóricamente- GESA no ha dado cumplimiento a ninguno de los requerimientos contractuales a efectos de elevar dicho reclamo (surge claramente de su comunicación en la cual GESA no logra siquiera intimar al pago de un monto cierto y determinado), (ii) no existe incumplimiento del Comitente en tanto la aprobación o rechazo de una Orden de Cambio de ninguna manera puede configurar un incumplimiento del Contrato, (iii) el rechazo a una Orden de cambio no se encuentra listado entre los eventos taxativos que permiten la resolución contractual bajo el art. 34.7, dando eventualmente lugar exclusivamente al procedimiento de resolución de disputas, y (iv) el Contrato expresamente prevé que el sometimiento de una controversia por cualquiera de las Partes a los procedimientos de resolución de disputas no dará derecho a las Partes a suspender el cumplimiento de las prestaciones a su cargo.

Con fecha 9 de noviembre de 2020 GESA remitió a LDL una nueva notificación ratificando su postura de continuar en la búsqueda de una solución común en torno al reconocimiento de los mayores costos provocados como consecuencia de la pandemia del COVID-19, cuestiones de clima y demás reclamos pendientes en relación al proyecto. Cabe destacar que en dicha notificación GE estimó un sobrecosto por las cuestiones enumeradas por un monto aproximado de US$ 32 millones, reservándose el derecho de ampliarlo, así como también ampliar los plazos y alcances de los Contratos. Esta comunicación fue contestada por LDL en los términos explicados anteriormente.

Con fecha 8 de enero de 2021, GESA notificó a LDL la resolución del Contrato de Obra por supuesto incumplimiento esencial y deliberado del Contrato de Obra por parte de LDL derivado de la no aprobación de ciertas órdenes de cambio en relación al reconocimiento de los mayores costos provocados como consecuencia de la pandemia del COVID-19, cuestiones de clima y demás reclamos pendientes en torno al proyecto. En esta oportunidad, GESA estimó que los mayores costos provocados por la pandemia del COVID-19 ascendían a un monto aproximado de U$S 12.760.000.

Ante esta notificación, LDL nuevamente sostiene su postura en relación a dichos reclamos conforme a los fundamentos detallados previamente. Por lo expuesto, LDL intimó a GESA a retractarse de la notificación de resolución cursada, siendo aquella incausada, abusiva, infundada y contraria a derecho, y, asimismo, intimó a que GESA proceda a continuar con la ejecución de los trabajos para completar la obra en un todo de acuerdo con lo previsto en el Contrato de Obra, bajo apercibimiento de hacerla responsable de todos los daños y perjuicios que dicha resolución pudiera causar a LDL.

Por su parte, GESA ratificó la resolución contractual notificada habiendo hecho efectiva la misma con fecha 25 de enero de 2021. Es importante destacar que, si bien GESA ha ratificado la resolución sin causa, LDL acordó en forma transitoria que los subcontratistas de GESA continúen con la obra a fin de no afectar el cronograma vigente. Mientras tanto, LDL se encuentra en negociaciones con dichos subcontratistas para que continúen la obra hasta su total finalización.

Asimismo, sin perjuicio de mantener y ratificar la postura de LDL respecto a la falta de legitimidad de la resolución dispuesta, LDL ha acordado con GESA un contrato de servicios independiente que asegura la terminación mecánica de los aerogeneradores y se encuentra en tratativas finales para acordar con GESA los servicios de comisionado y puesta en marcha del parque.

Finalmente, cabe destacar que la situación descripta no generará consecuencias negativas bajo el contrato de financiamiento del proyecto en la medida en que se reemplace el contrato resuelto por GESA con otros contratos con subcontratistas que cubran el alcance necesario para la finalización de la obra en los plazos acordados con los acreedores financieros. A tal efecto, dichos acreedores establecieron un plazo, que vencerá el 1° de abril de 2021, para negociar y efectivizar el reemplazo de los contratos mencionados. Dicho plazo podrá ser renovado si lo consideraran necesario, de manera tal que LDL no incumpla con sus compromisos contractuales.

Informamos asimismo que, en el marco de los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable celebrados, se les ha notificado a los tomadores de la energía sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. Con fecha 16 de octubre de 2020, LDL remitió a YPF S.A. una carta oferta en la cual propone modificar la fecha comprometida de habilitación comercial del proyecto, fijándose la misma para el 30 de abril de 2021 en línea con la fecha estimada para finalización del proyecto. Dicha oferta fue aceptada por YPF S.A. con fecha 29 de octubre de 2020.

Respecto a la porción correspondiente al Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrado entre Luz del León y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrica ("CAMMESA") con fecha 23 de noviembre de 2018 (el "PPA Cañadón León"), Luz del León notificó con fecha 27 de marzo del corriente a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados por eventos de fuerza mayor como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA Cañadón León.

En virtud de ello, CAMMESA solicitó que LDL presentara un informe pormenorizado de la afectación que los eventos informados producen sobre el camino crítico de la construcción del parque eólico, así como también adjuntar los elementos probatorios para acreditar la ocurrencia de dicho evento. A partir de ello, la Secretaría de Energía facultó a CAMMESA, a extender el plazo de habilitación comercial de los proyectos bajo el programa RENOVAR, por hasta 294 días, considerando los efectos de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19 entre el 12 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2020.

Finalmente, cabe destacar que atento al retraso en la fecha de habilitación comercial del proyecto, la Compañía se encuentra en conversaciones con BNP Paribas para realizar las modificaciones que sean necesarias al contrato de financiamiento del proyecto a fin de adecuarlo a las nuevas circunstancias.

Actualmente el cronograma y precio definitivo de este proyecto se encuentra en elaboración.

A partir de ello, la Secretaría de Energía facultó a CAMMESA, a extender el plazo de habilitación comercial de los proyectos bajo el programa RENOVAR, por hasta 294 días, considerando los efectos de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19 entre el 12 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2020.

LAT 132kV Santa Cruz Norte Caleta Olivia

El Parque Eólico Cañadón León se conectará al Sistema Argentino de Distribución mediante la construcción de una línea de 132 kV y la ampliación de las Estaciones Transformadora Santa Cruz Norte y Caleta Olivia y mejorar la red de transporte de la provincia de Santa Cruz permitiendo la evacuación de energía que generará por el parque eólico de Cañadón León, que consistirá en las siguientes tareas:

(i) Ampliación de la línea de transmisión de alta tensión de 132 kV, simple terna, que interconectará la E.T. 500/132 kV Santa Cruz Norte con la E.T. 66/33 kV Caleta Olivia, ambas ubicadas en el departamento Deseado de la provincia de Santa Cruz, con una longitud total aproximada de 53 km.

(ii) Ampliación en ET Santa Cruz Norte 500/132 kV, equipamiento y obra civil de un campo de salida de línea en 132 kV.

(iii) Ampliación en ET Caleta Olivia 66/33 kV, construcción de un campo de línea de 132 kV de entrada de línea y de transformación con un único interruptor.

La obra para la ampliación de la Línea en 132kV Santa Cruz Norte Caleta-Olivia, ubicada en la provincia de Santa Cruz (la "Obra"), originariamente resultó adjudicada a la sociedad CPC S.A. bajo la Licitación Pública Nacional N°01/2017. Posteriormente, debido a los problemas económico-financieros de CPC S.A., está comunicó al Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal ("CAF") su imposibilidad de continuar con la obra y proponiendo la cesión del contrato en cuestión.

Así las cosas, con fecha 4 de abril de 2019 se produjo la cesión del contrato celebrado entre el CAF y CPC S.A. para la ejecución de la Obra celebrado el 30 de mayo de 2017 a la Sociedad con la finalidad de que esta última continúe con la ejecución de la Obra.

En razón de ello, con fecha 21 de mayo 2019 la Sociedad celebró un contrato de construcción y ampliación con la empresa TEL3 S.A. ("TEL3") para la construcción de la Obra.

Con fecha 20 de marzo del corriente, TEL3 notificó a la Sociedad sobre la existencia de un evento de fuerza mayor ocasionado como consecuencia de la pandemia causada por el coronavirus y de las restricciones impuestas por la normativa nacional, provincial y municipal en consecuencia. Informando a su vez que por tales motivos la ejecución de las tareas en sitio y el cronograma de obra se verían impactados y que, en virtud de las exigencias sanitarias impartidas por las autoridades de gobierno, los costos contractualmente previstos se verían alterados, reclamando los mayores costos incurridos como consecuencia de aquello.

La Sociedad requirió que TEL3 cumpliera con los extremos necesarios requeridos por el contrato y la ley para la configuración de la fuerza mayor y la acreditación del impacto de los eventos invocados cobre las obligaciones de TEL3.

Con fecha 29 de enero de 2021, la Sociedad y TEL3 arribaron a un acuerdo por medio del cual las partes conciliaron todas las disputas pendientes entre si respecto a los reclamos derivados de la pandemia COVID-19, renunciado TEL3 a efectuar cualquier reclamo en relación con lo expuesto.

A la fecha, la Compañía se encuentra en conversaciones con TEL3 para acordar un plan de mitigación y nuevo cronograma de obra.

Asimismo, con fecha 24 de marzo de 2020 la Sociedad notificó a CAF sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados por eventos de fuerza mayor como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19. A la fecha la Compañia no ha recibido respuesta por parte del CAF al respecto.

Actualmente la obra se prevé terminar para el segundo trimestre de 2021.

Los Teros II

El proyecto global Parque Eólico Los Teros II contempla la instalación de aerogeneradores hasta totalizar una potencia eléctrica de 52 MW, junto a su infraestructura relacionada.

El Proyecto incluye la totalidad de las tareas, desarrollo de ingeniería de detalle, compra de Aerogeneradores, suministros, provisiones, servicios y permisos necesarios para realizar las fundaciones y plataformas del set de aerogeneradores, los caminos de acceso e internos del parque, el transporte y montaje de los Aerogeneradores, la interconexión eléctrica y de control desde cada uno de los aerogeneradores hasta la Estación Transformadora Los Teros, junto con la instalación y conexión de los mástiles de medición (uno permanente y dos temporarios). Se considera además los trabajos de comisionado y PEM de cada Aero y del Parque como conjunto.

La interconexión de los aerogeneradores se realizará mediante líneas de media tensión que luego acometerán a la subestación del Parque Eólico Los Teros I a unos 13km de distancia (aproximadamente) del Parque. En dicha subestación se elevará la tensión de distribución estipulada en 33KV a 132KV para su posterior interconexión con la red nacional en la línea Olavarría- Tandil.

El lugar previsto para la instalación del parque está ubicado a 50 km hacia el sur de la ciudad de Azul, entre Olavarría y Tandil, provincia de Buenos Aires, Argentina (misma ubicación que Los Teros I). Dicho predio se encuentra implantado dentro de una zona de explotación agrícola y se prevé que estas instalaciones continúen en funcionamiento tanto en la etapa de construcción como así también durante la etapa de producción del parque.

Esperamos que este proyecto llegue a operaciones comerciales en el segundo trimestre de 2021. Este proyecto, resultó adjudicatario de la asignación de prioridad de despacho por 52MW de su capacidad instalada para abastecer el MATER.

A la fecha de emisión de este Prospecto, la Sociedad ha contractualizado aproximadamente el 86% de la energía a generar por el parque, a través de contratos de abastecimiento denominados en dólares estadounidenses, con YPF S.A. (aproximadamente 56%) y con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 10 a 15 años.

Asimismo, la Sociedad ha celebrado un contrato de obra civil y electromecánica con Milicic S.A. (“Milicic”) el 5 de julio 2019 (“Contrato de Obra LT II”) y el 6 de febrero 2020 un contrato para la provisión de equipos con GE Wind Energy GmbH (“GEWE”) (“Contrato de Provisión LT II”) y en la misma fecha un contrato de Comisionamiento, Montaje y Puesta en Marcha del parque eólico los Teros II con General Electric International Inc. Sucursal Argentina (“GESA”) (“Contrato Montaje y Puesta en Marcha LT II”).

Así las cosas y en el marco del Contrato de Montaje y Puesta en Marcha LT II y el Contrato de Provisión LT II, a partir del 3 de abril del presente GESA, GEWE y la Sociedad intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

La Sociedad tomó conocimiento de la declaración de fuerza mayor por parte de GEWE y GESA y declaró suspendidas las obligaciones de las Partes bajo los respectivos contratos, entre estas, las obligaciones de pagos del Contrato de Provisión LT II con GEWE.

Asimismo, la Sociedad procedió a informar a GEWE el rechazo de las facturas emitidas por ésta por la suma total de US$ 29.613.241,67 toda vez que, por un lado, no le asistió el derecho a emitir tales facturas ya que las mismas fueron emitidas sin que la Sociedad haya realizado las pruebas correspondientes sobre los equipos vendidos y aprobado previamente los certificados de trabajo correspondientes para su emisión y, por el otro, debido a que, conforme lo indicado precedentemente, las obligaciones contractuales de las partes se encontraban suspendidas.

GEWE rechazó luego la suspensión de las obligaciones contractuales y exigió el pago de las facturas rechazadas.

GEWE y GESA declararon la suspensión del cumplimiento de sus obligaciones bajo el Contrato de Provisión y el Contrato de Montaje y Puesta en Marcha respectivamente como consecuencia de un evento de fuerza mayor antes de la emisión de las facturas, por lo que a esa fecha las obligaciones de ambas partes ya se encontraban suspendidas.

Recién con fecha 24 de junio del 2020 y conjuntamente con una notificación de rescisión por supuesto incumplimiento de pago, GEWE confirmó que todos los equipos se encontraban listos para su entrega. Como consecuencia de dicha confirmación, la Sociedad entendió que los efectos de la fuerza mayor declarada habían cesado y procedió al pago de las facturas en cuestión y al pago bajo protesto de los intereses, requiriendo que todas obligaciones bajo los contratos sean reanudadas inmediatamente y los equipos sean entregados a la Sociedad conforme los términos del Contrato de Provisión y del Contrato de Montaje y Puesta en Marcha.

Con fecha 21 de agosto de 2020 las Partes arribaron a un acuerdo para el embarque y entrega en sitio de todos los equipos comprometidos bajo el Contrato y fijando nuevas fechas de recepción provisoria de obra según el siguiente detalle: (i) 4

aerogeneradores el 15 de marzo de 2021, (ii) 3 aerogeneradores adicionales a los 4 primeros el 31 de marzo de 2021 y (iii) 6 aerogeneradores adicionales a los 7 primeros el 13 de abril de 2021. En dicho acuerdo quedaron saldados los mayores costos reclamados por GEWE causados por el diferimiento de la entrega de los equipos y la Sociedad se comprometió a negociar de buena fe los impactos que el mismo hubiera causado a GESA bajo el Contrato Onshore. Corresponde aclarar que GESA reclama mayores costos por suspensión del Contrato Onshore en torno a la disputa indicada más arriba por una suma aproximada de US$ 2,4 millones, los cuáles han sido rechazados en su totalidad por la Sociedad por los argumentos ya descriptos anteriormente.

Por otro lado, con fecha 20 de marzo del corriente Milicic informó a la Sociedad bajo el Contrato de Obra LT II sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la pandemia ocasionada por el COVID-19. La Sociedad respondió a tal notificación requiriendo a Milicic que acreditara los extremos exigidos contractual y legalmente para la configuración de un evento de fuerza mayor. Asimismo, se le informó que en la medida en que dichos extremos sean probados, se reconocería la extensión de plazo mas no el traslado de los mayores costos. Al día de la fecha, la Compañía no ha recibido un reclamo cierto y cuantificado por mayores costos motivados en las comunicaciones indicadas precedentemente y considera que los reclamos son improcedentes.

A su vez, con fecha 15 de enero de 2020, la Compañía celebró un contrato para la ampliación del campo 8 del Parque Eólico Los Teros II (el "Contrato de Ampliación LT II") con Capitanich Construcciones S.A. ("Capitanich"). En virtud de aquél, con fecha 27 de marzo del presente Capitanich notificó a la Compañía sobre la existencia de un evento de fuerza mayor causado por las imposiciones dispuestas por el Decreto de Necesidad y Urgencia 297/2020. Ante tal circunstancia, la Sociedad cursó respuesta en fecha 30 de marzo de 2020, manifestando a Capitanich que debía acreditar los extremos exigidos por la ley aplicable y el Contrato de Ampliación LT II para la configuración del evento de fuerza mayor. Asimismo, se le informó que en la medida en que dichos extremos sean probados, se reconocería la extensión de plazo mas no el traslado de los mayores costos. Al día de la fecha, la Sociedad no ha recibido un reclamo cierto y cuantificado por mayores costos motivados en las comunicaciones indicadas precedentemente y considera que los reclamos son improcedentes.

Con fecha 4 de diciembre de 2020, Capitanich inició demanda contra Ges Argentina S.A., desistiendo en su demanda de iniciar acciones contra la Compañía.

En razón de ello, en el marco de los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable celebrados, la Compañía ha notificado a sus contrapartes sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada.

Con fecha 27 de marzo de 2020 la Sociedad notificó a CAMMESA en el marco de la prioridad de despacho asignada conforme la Resolución 281/2017, que, como consecuencia de dicha emergencia epidemiológica, el plazo comprometido para la habilitación comercial se verá afectado.

Con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a suspender temporalmente las notificaciones referidas al incumplimiento de la Fecha Prevista de Habilitación Comercial (FPHC) de los proyectos con prioridad de despacho asignada en los términos de la Resolución 281/2017 y del cobro de los pagos previstos en el artículo 11 del anexo de la citada resolución, por el periodo comprendido entre el 12 de marzo al 12 de septiembre de 2020, manteniendo así la respectiva prioridad de despacho asignada. Posteriormente, con fecha 10 de septiembre de 2020, se prorrogaron los plazos dispuestos en la instrucción de fecha 10 de junio de 2020 hasta el 15 de noviembre de 2020. Por último, durante el mes de diciembre de 2020 se prorrogaron nuevamente los plazos hasta el 30 de diciembre de 2020. A los fines de acceder a esta nueva prórroga la Compañía renunció a cualquier reclamo que pudieran tener contra las autoridades de gobierno derivados del COVID-19 por el período comprendido entre el 12 de marzo de 2020 y el 30 de diciembre de 2020.

A la fecha de emisión del presente documento parte de los equipos principales ya están en sitio iniciando las tareas de montaje y el resto llegarían en las próximas semanas. Todos ellos ya están en el país.

Prórroga de fechas de habilitación comercial por Subsecretaría de Energía Eléctrica

La Subsecretaría de Energía Eléctrica ha emitido la Comunicación NO-2020-37458730-APN-SE#MDP manifestando que la pandemia del coronavirus, la situación de emergencia sanitaria declarada por la Ley de Solidaridad y las restricciones establecidas por el Gobierno Argentino, dan cuenta de la ocurrencia de situaciones excepcionales y anómalas que requieren efectuar una revisión de las condiciones de exigibilidad de ciertas obligaciones emergentes de los contratos celebrados bajo los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), Resolución ex SE N° 712/2009, Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 y de la Resolución Ex SEE N° 287/2017, y de los proyectos en el marco de la Resolución ex MEyM N° 281/2017.

En tal sentido, mediante la antedicha comunicación la Subsecretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA proceder a la suspensión temporal del cómputo de plazos en el marco de la ejecución contratos de los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), Resolución ex SE N° 712/2009, Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 y de la Resolución Ex SEE N° 287/2017, y de los proyectos en el marco de la Resolución ex MEyM N° 281/2017, desde el 12 de marzo de 2020 hasta el 12 de septiembre de 2020, ambos inclusive.

Asimismo, con fecha 10 de septiembre de 2020, mediante la Comunicación NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC, la Subsecretaría de Energía ha instruido a CAMMESA prorrogar los plazos dispuestos en la NO-2020-37458730-APNSE#MDP hasta el 15 de noviembre de 2020. Asimismo, los agentes generadores debían presentar ante CAMMESA una nota renunciando a presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y CAMMESA en relación a las demoras en cada uno de los proyectos que sea titular y en razón de la emergencia sanitaria. Por último, durante el mes de diciembre de 2020 se prorrogaron nuevamente los plazos hasta el 31 de diciembre de 2020.

La Compañía ha hecho uso de las prórrogas antedichas por los proyectos parque eólico Los Teros I y parque eólico Los Teros II. Por su parte, Luz del León ha hecho uso de las prórrogas en relación con el proyecto parque eólico Cañadón León, contando con la conformidad de los acreedores, DFC y BNP Paribas, así como de la agencia de crédito de exportaciones Euler Hermes. El parque eólico Los Teros I, recibió su habilitación comercial el 17 de septiembre de 2020, es decir, dentro de los plazos establecidos por las prórrogas antedichas. A la fecha de este Prospecto la Compañía espera que las habilitaciones comerciales de los parques eólicos Los Teros II y Cañadón León se produzcan dentro de los plazos establecidos en las prórrogas antedichas.

Comercialización de la Energía y Potencia producida.

Puesta a disposición de potencia y venta de energía bajo el Programa de Energía Base Régimen de Energía No Contractualizada

En el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Compañía comercializó aproximadamente 5.040 GWh de energía eléctrica como Energía BaseNo Contractualizada, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Compañía había comercializado aproximadamente 4.530 GWh.

En el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2016, la remuneración pagada por CAMMESA bajo ese Régimen se basaba en un sistema de costos fijos y variables determinados por la SE, conforme las disposiciones de la Resolución SE N° 95/13 y sus modificatorias. Dicha remuneración expresada en pesos se ajustaba anualmente a través de la publicación de una nueva resolución. Las ventas efectuadas en el marco del Régimen de Energía No Contractualizada representaron el 25% de los ingresos de la Compañía correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019 y el 46% de los ingresos de la Compañía correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018. A partir del 2 de febrero de 2017, el régimen de Energía No Contractualizada fue reglamentado por la Resolución SEE N° 19/17 que reemplazó la Resolución N° 95/13.

Dicha resolución fijó un esquema de remuneración para los generadores existentes estableciendo incentivos para aumentar la potencia y la energía no comprometidos en los contratos Energía Plus. Los precios de la Energía No Contractualizada se establecían en Dólares Estadounidenses y eran pagaderos en Pesos utilizando el tipo de cambio publicado por el BCRA *"Tipo de Cambio de Referencia Comunicación 'A' 3500 (Mayorista)"*, correspondiente al día anterior a la fecha de pago.

Para la generación térmica, los incentivos consistían en regímenes de remuneración especiales aplicables a las generadoras que debían informar a CAMMESA sobre su disponibilidad de energía y cumplir los compromisos que garantizan dicha disponibilidad a cambio de la remuneración fijada en la Resolución SEE N° 19/2017. Además, se establecían incentivos para promover la eficiencia en la operación de plantas de energía térmica.

El 28 febrero de 2019 a través de la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que entró en vigencia el 1° de marzo de 2019, entre otras cuestiones, se (i) derogó el esquema de remuneración para los generadores establecido por la Resolución 19/17; (ii) estableció un nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia el cual fija los periodos de requerimiento de la disponibilidad y las condiciones de dicha disponibilidad; y (iii) fijó un nuevo esquema de remuneración de la generación habilitada térmica, los cuales fueron a la baja y fueron de aplicación transitoria hasta tanto se estableció la regulación final del mercado.

El 26 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 a través de la cual se modifica (a partir de la transacción de febrero 2020) la remuneración de las unidades de generación no comprometidas bajo contratos.

Los principales cambios respecto de la remuneración anterior (Resolución SGE N° 1/2019) fueron:

Se pesificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución N° 19) y se establece un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC (60%) y el del IPIM (40%). Esta última se aplicó a partir de la transacción correspondiente al segundo mes desde la vigencia de la resolución, y a través de la Nota NO2020-19204126-APN-DGDOMEN#MHA de la Secretaría de Energía se suspendió temporalmente la aplicación de este mecanismo de ajuste.

Se ajustó la remuneración de las centrales térmicas en aproximadamente:

- Potencia base = -47%. Solo aplica a las unidades de muy mala disponibilidad que garantizan disponibilidad de potencia.
- Potencia DIGO = -17% (en meses de invierno y verano) y -21% (el resto del año).

Se mantiene la afectación de la remuneración de la potencia en función del factor de uso (FU), incrementando levemente el impacto negativo en aquellas centrales con FU menor a 70%:

- Si FU > 70% = 100%.
- Si 30% < FU < 70% = ajuste lineal entre 100% y 60%.
- Si FU <30% = 60% (antes 70%).

Se estableció una nueva remuneración para la generación térmica en horas de alto requerimiento térmico, generado un incentivo a generar en dichas horas:

- Invierno y verano = 1.800 AR$/MWh (29 USD/MWh) las 25 horas de mayor demanda y 900 AR$/MWh (14 USD/MWh) para las siguientes 25 horas.
- Resto del año = 300 AR$/MWh (5 USD/MWh) las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada para centrales térmicas. Sin embargo, cuando una unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo (por razones operativas no atribuibles a requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad) se reconocerá energía generada y operada igual al 60% de la potencia neta instalada.

Se incluyó una remuneración diferencial mayor para centrales con potencia instalada < 42 MW en su conjunto y que se demuestre que son necesarias para el normal abastecimiento de un área.

Se ajustó la remuneración por disponibilidad de potencia para las centrales hidroeléctricas en -47%, salvo para las centrales de bombeo.

Se establece una nueva remuneración para las centrales hidroeléctricas -similar al de las centrales térmicas- por la energía operada en horas de alto requerimiento:

- Invierno y verano = entre 1.680 AR$/MWh y 1.320 AR$/MWh las 25 horas de mayor demanda; y, entre 840 AR$/MWh y 660 AR$/MWh para las siguientes 25 horas.
- Resto del año = entre 280 AR$/MWh y 220 AR$/MWh las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada de las hidroeléctricas, la de las centrales de ERNC y la de las centrales hidroeléctricas binacionales.

Sin embargo, mediante la Nota SE NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación de dicho factor de actualización. Al 31 de diciembre de 2020 aún no se habían reactivado los ajustes de tarifas. Para más información, véase el capítulo “La Industria eléctrica Argentina”.

Contratos de venta a largo plazo de la Emisora

A continuación, se incluyen breves descripciones de los contratos de venta a largo plazo relacionados con nuestras centrales eléctricas, tanto de fuente térmica como renovables, resaltando las características principales de cada uno de ellos. Los cuadros y las descripciones de la siguiente sección no deben considerarse como una descripción completa de los términos y condiciones de dichos contratos. No se detallan en el presente listado, los compromisos de entrega de energía de la Compañía a través del Régimen de Energía No Contractualizada, es decir, se excluyen aquí, la potencia y energía puesta a disposición por los siguientes activos:

- Complejo Tucumán;
- Central Dock Sud; y
- Central de Cogeneración La Plata I.

Centrales de Generación Térmicas

Se detallan a continuación la capacidad instalada de cada uno de nuestros activos de generación térmica comprometidos con contratos de venta a largo plazo:

Central	Contraparte	Capacidad contratada	Precio promedio por capacidad[3]	Precio promedio de energía [3]	Combustible y consumo específico garantizado	Plazo en años	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
El Bracho TG	CAMMESA	274MW	21.600 US$/MW-mes	10,71 US$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA[1]	10	27 de enero de 2018	26 de enero de 2028

El Bracho TV (Cierre de Ciclo)	CAMMESA	199MW	22.200 US$/MW-mes	5 US$/MWh	N/A	15	23 de octubre de 2020	23 de octubre de 2035
Loma Campana I	YPF	105MW	27,7 US$/MWh-hora	N/A	Gas natural provisto por YPF bajo un acuerdo de puesta a disposición de potencia a través de la operación y mantenimiento de la central (2)	15	7 de noviembre de 2017	6 de noviembre de 2032
Loma Campana II	CAMMESA	107MW	20.500 US$/MW-mes	8,47 US$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	10	30 de noviembre de 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este	YPF	5MW	2.682 US$/MW-mes	22,51/16,51(4) US$/MWh	Gas natural provisto por YPF bajo un acuerdo de alquiler y puesta a disposición de potencia(2)	3	13 de julio de 2017	31 de diciembre de 2022
LPC II	CAMMESA	89MW	18.600 US$/MW-mes	8 US$/MWh	Gas natural y gasoil a ser provisto por YPF	15	27 de octubre de 2020	1 de agosto de 2035
CT Manantiales Behr	YPF	57 MW	23,33 US$/MW-h	6,56 US$/MWh	Gas natural provisto por YPF(2)	20	COD comprometido: 1Q de 2021	25 de noviembre de 2040

(1) De acuerdo con los términos del PPA, CAMMESA suministra el combustible sin cargo.
(2) YPF suministra el combustible sin cargo para la generación de vapor.
(3) Precio promedio de la energía para el año 2019
(4) Corresponde al precio pagado de la central por estar operativa.

PPA térmicos con CAMMESA

PPA Loma Campana II y PPA El Bracho TG

El 22 de marzo de 2016, por medio de la Resolución N° 21, 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, a la Emisora le adjudicaron los siguientes PPA por un plazo de 10 años, cuyos precios se encuentran denominados en dólares estadounidenses para vender un total de 374MW de potencia:

- el PPA para nuestra central eléctrica Loma Campana II, celebrado por CAMMESA e Y-GEN el 4 de agosto de 2016 (el "PPA Loma Campana II"); y
- el PPA para nuestra central eléctrica El Bracho, celebrado por CAMMESA e YGEN II el 1 de julio de 2016 (el "PPA El Bracho TG").

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, nuestra compensación consiste de dos elementos principales:

- un pago por capacidad fija (el "Pago por Capacidad Fija"), el que consiste de 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; y
- un pago variable (el "Pago Variable"), el que 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.

Estimamos que aproximadamente el 87% de nuestros ingresos en el caso de Loma Campana II y 97% de los ingresos en el caso de El Bracho TG estarán conformados por Pagos por Capacidad Fija, y que el porcentaje restante representará 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 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.

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.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a 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 ("Cargo por Indisponibilidad") donde para el primer y segundo año presentan un factor de mayoramiento a aplicar de 2 y 1.5 veces respectivamente. 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 la PPA aplicable, y podría permitir que CAMMESA, a su discreción, rescinda el PPA aplicable.

Las condiciones de pago no se especifican en los PPA. Sobre este asunto los PPA se remiten a los Reglamentos, el cual puede estar sujeto a cambios de vez en cuando. Analizando los PPA, el Reglamento y las consultas informales realizadas a CAMMESA, el entendimiento general es que los pagos serán efectuados por CAMMESA dentro de los 39 días (más dos días hábiles requeridos para realizar las transferencias bancarias necesarias) a partir de las "liquidaciones de venta" y los montos serán ajustados (aumentados o disminuidos) en Pesos argentinos sobre la base de referencia del tipo de cambio de Dólar Estadounidense aplicable al Día Hábil en que dicho pago fue efectuado. Sin embargo, el hecho de que las condiciones de pago no estén directamente establecidas en los PPA, pero que están 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.

De conformidad con el artículo 5 del Reglamento, CAMMESA tiene la obligación de realizar todos los pagos a los acreedores del 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 paguen 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 estipula que los PPA en vigencia celebrados por CAMMESA tendrán una prioridad de pago equivalente a los PPA vigentes con el BICE como fiduciario.

En virtud del PPA Loma Campana II, el Pago por Capacidad Fija equivale a, en promedio, US$ 20.500 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable de US$ 8,47 por MW/h como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural.

En virtud del PPA El Bracho TG, el Pago de Capacidad Fija es igual a, en promedio, US$ 21.600 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable, promedio, de US$ 10,71 por MWh por ventas de electricidad con gas natural, único combustible de la central.

En estos PPA, el combustible necesario para operar nuestras centrales es gas natural y será suministrado por CAMMESA. La imposibilidad de nuestras centrales atadas a estos PPA de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada en razón de la imposibilidad de CAMMESA de suministrar los combustibles no significará una reducción en el cálculo de la disponibilidad de capacidad mensual o la aplicación de Cargos por Indisponibilidad.

Conforme cada PPA, 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 Loma Campana II, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2072 kcal/kWh en invierno y 2093 kcal/kWh en verano con gas natural operando como único combustible.
- De conformidad con el PPA El Bracho TG, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2248 kcal/kWh en el caso de gas natural.

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.

El plazo de vigencia de cada uno de los PPA comenzará en la fecha comprometida en los respectivos PPA (la "Fecha Comprometida") para la Fecha de Operación Comercial, respectiva para cada una de las centrales y dicho plazo de vigencia vencerá 10 años después de la Fecha Comprometida. El plazo del PPA Loma Campana II comenzó en su Fecha Comprometida, es decir, el 30 de noviembre de 2017. El plazo del PPA El Bracho TG comenzó en cuatro días antes de su Fecha Comprometida (prevista para el 31 de enero de 2018), es decir, el 27 de enero de 2018 y vencerá el 30 de diciembre de 2027.

El PPA de El Bracho TV y LPC II

A través de la Resolución SEE N° 287/2017, se dispuso en una convocatoria abierta a interesados vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización, de la tecnología de: a) cierre de Ciclo Combinado o b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. En virtud de dicha licitación, resultamos adjudicados de los siguientes proyectos: (i) una cogeneración de 80,62MW en invierno y 71,95MW verano ubicada en la Refinería de La Plata de YPF (el "PPA LPC II") y (ii) a través de YGEN II, el cierre de ciclo de la central El Bracho TG, que añadirá 199MW de potencia, convirtiéndose en un Ciclo Combinado de 465 MW (el "PPA El Bracho TV").

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, nuestra compensación consiste en 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.

Estimamos que aproximadamente el 76% de nuestros ingresos en el caso de LPC II y 86% de nuestros ingresos en el caso de El Bracho TV estarán conformados por Pagos por Capacidad Fija, y que el porcentaje restante representará 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 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.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a 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 ("Cargo 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 en un mes y con un máximo anual del 100%. 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 la PPA aplicable, y podría permitir que CAMMESA, a su discreción, rescinda el PPA aplicable.

En virtud de estos PPA, el combustible necesario para operar nuestras centrales (gas natural o gasoil, en el caso de la Cogeneración de La Plata II) será suministrado por YPF en virtud de un acuerdo preliminar arribado con esta compañía en forma previa a la licitación por la cual nos venden el gas natural para la Cogeneración La Plata II a 82% del Precio de Combustible de Referencia Cammesa y el gasoil al 95% del Precio de combustible de Referencia CAMMESA. La imposibilidad de nuestras centrales de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada debido a falta de puesta a disposición por parte de YPF de dichos combustibles significará una reducción en el cálculo de la disponibilidad de capacidad mensual o la aplicación de Cargos por Indisponibilidad. Una vez que la conversión de El Bracho TG de Ciclo Simple a Ciclo Combinado sea completada, este régimen de suministro de combustible aplicará a la totalidad de nuestra capacidad de generación.

Conforme cada PPA, 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 LPC II, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.680 kcal/kWh en el caso de gas natural y 1.820 kcal/kWh en el caso de gas oil.
- De conformidad con el PPA El Bracho TV, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.530 kcal/kWh en el caso de gas natural (funcionando como ciclo combinado).

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.

A fines de garantizar el cumplimiento de la fecha de habilitación comercial comprometida, se emitieron seguros de caución a favor de CAMMESA por un monto de: (i) US$ 8.352.144, bajo el PPA Cogeneración La Plata II y (ii) US$ 26.373.600 bajo el PPA El Bracho TV. Se aplica una penalidad por incumplimiento de la fecha comprometida de habilitación comercial la que, si no es abonada, habilitada a CAMMESA a ejecutar la garantía entregada. Cada uno de estos PPA quedará resuelto de pleno derecho si no se alcanza la fecha de habilitación comercial comprometida en el plazo de 180 días, sin perjuicio de la ejecución de la garantía por CAMMESA.

En virtud del PPA El Bracho TV, el Pago por Capacidad Fija equivale a US$ 22.200 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable de US$ 5por MW/h como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural.

En virtud del PPA Cogeneración La Plata II, el Pago de Capacidad Fija es igual a US$ 18.600 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable US$ 8 por MWh por ventas de electricidad, sea utilizando gas natural o gasoil.

Los plazos de duración de estos PPA son de 15 años contados desde la fecha comprometida de habilitación comercial o la fecha real de habilitación comercial, lo cual ocurra en primer lugar, de cada central.

Cabe agregar a su vez que, en el marco del PPA Cogeneración La Plata II, el 27 de marzo del corriente la Sociedad notificó a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiológica derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA La Plata Cogeneración.

En virtud de ello, con fecha 6 de abril, CAMMESA replicó que bajo los términos y condiciones del PPA La Plata Cogeneración II los alcances y el efecto de la fuerza mayor serán de aplicación únicamente a partir de la entrada en vigencia de dicho acuerdo, es decir, luego de la habilitación comercial.

Con fecha 23 de octubre de 2020 fue habilitada comercialmente la turbina de vapor de El Bracho y con fecha 10 de octubre de 2020 fue habilitada comercialmente la Cogeneración de La Plata.

Otros acuerdos a largo plazo sobre activos térmicos

Acuerdo sobre Loma Campana I

Mediante la Resolución SEE N° 307/2016, se autorizó a YPF Energía Eléctrica S.A. actuar como autogenerador distribuido del MEM para su central Loma Campana I de 105MW de potencia nominal y, en dicho marco, se celebró con YPF un contrato puesta a disposición de la totalidad de la potencia nominal a través de la operación y mantenimiento de la central, que se imputarán a diversos puntos de consumo de YPF S.A (el "PPA Loma Campana I").

Loma Campana I opera exclusivamente con gas natural que es suministrado por y a costo exclusivo de YPF, de acuerdo a sus necesidades de consumo en los puntos identificados. La Emisora recibe 27,7US$ por MWh de potencia disponible mensual neta de regulación primaria de frecuencia, sea la central despachada o no.

El contrato de Loma Campana I prevé una indemnización en caso de terminación por culpa de YPF que compensa el remanente de los ingresos bajo el contrato por el plazo no transcurrido.

El contrato de Loma Campana I tiene una duración de 15 años desde el 7 de noviembre de 2017, fecha de habilitación comercial de la central.

Acuerdo sobre Loma Campana Este

El acuerdo original por la puesta a disposición de 17MW, con una potencia garantizada de 12MW, proveniente de motogeneradores de Loma Campana Este fue el resultado de haber ganado una licitación lanzada por YPF para el abastecimiento de energía distribuida en la zona del yacimiento de Loma Campana (el “PPA Loma Campana Este”).

De acuerdo a lo establecido en el PPA Loma Campana Este, el precio pagadero a la Compañía es fijado por dos componentes principales, a saber:

- Un cargo fijo por la disposición de la potencia (el "Cargo Fijo"), que consiste en un precio fijo por MW por mes por la puesta a disposición de la potencia nominal contratada bajo el PPA Loma Campana Este (la "Potencia Contratada"). Para recibir el Cargo Fijo, la Potencia Contratada debe estar completamente disponible, a partir del momento en que YPF solicite la entrega del servicio; y

- Un cargo variable (el "Cargo Variable"), basado en la cantidad real de energía que se genera en Loma Campana Este y es efectivamente suministrada a YPF.

De acuerdo con el PPA de Loma Campana Este, el Cargo Fijo equivale a US$ 16,51 por MW por mes y el Cargo Variable equivale a US$ 22,51 por MW/h, pagaderos en pesos convertidos al tipo de cambio aplicable del hábil previo a la fecha de pago.

Loma Campana Este opera solo con gas natural que es suministrado por y a cargo exclusivo de YPF. El PPA Loma Campana Este tenía una vigencia de 36 meses a contar desde el 11 de julio de 2017.

A partir de la solicitud del cliente de extender y adaptar el PPA Loma Campana Este, el mismo paso a un valor de potencia garantizada de 5MW a partir del 21 de Julio de 2020, la cual se extenderá hasta el 31 de diciembre de 2022. Éste nuevo acuerdo llevó a iniciar un proceso de optimización de estructura para ajuste de costos y búsquedas de sinergia, implementando de este modo la operación remota de la planta desde las instalaciones de Loma Campana I y II desde el 1° de enero de 2021.

Actualmente la compañía se encuentra evaluando distintas alternativas por la potencia adicional que tiene a disposición la central.

Acuerdo sobre Central Térmica Manantiales Behr (en construcción)

En el marco de la resolución 269/2008, se utilizará la figura de autogenerador distribuido del MEM para la Central Térmica Manantiales Behr de 57 MW de potencia nominal y, en dicho marco, se celebró con YPF un contrato puesta a disposición de la totalidad de la potencia nominal a través de la operación y mantenimiento de la central, que se imputarán a diversos puntos de consumo de YPF (el “PPA CT Manantiales Behr”).

CT Manantiales Behr operará exclusivamente con gas natural que es suministrado por y a costo exclusivo de YPF, de acuerdo a sus necesidades de consumo en los puntos identificados. La Emisora recibe 23,33 US$ por MWh de potencia disponible mensual más un variable por energía entregada de 6,56 US$ por MWh.

El PPA CT Manantiales Behr tiene una duración de 20 años, y se encuentra denominado en dólares estadounidenses.

Por otro lado, informamos que, en el marco del PPA CT Manantiales Behr se le ha notificado a YPF sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada.

Adicionalmente, con fecha 28 de mayo de 2020 YPF notificó a la Sociedad de la configuración de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la pandemia COVID 19, y que, debido a ello, se encontraban retrasadas las obras que se encuentra desarrollando YPF a fin de poner a disposición el gas combustible, y la energización de la frontera de conexión.

PPA de Centrales de generación de energía renovable

A continuación, se incluyen breves descripciones de los contratos de venta a largo plazo relacionados con los activos generación de energía renovable de la Compañía. Los PPA con terceros relacionados con los proyectos Los Teros I, Los Teros II y la Fase II de Manantiales Behr, no se describen en el siguiente cuadro ya que los términos y condiciones de los mismos, al ser contratos con grandes usuarios privados, varían significativamente entre ellos.

Central	Contraparte	Capacidad contratada	Plazo en años	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
Mantantiales Behr Fase 1	YPF	49,5MW	15	agosto 2018	julio de 2033
Mantantiales Behr Fase 2	YPF	29,3MW	7	diciembre 2018	diciembre 2025
Parque Eólico Cañadón León	CAMMESA	101,5 MW	20	COD estimado:2do trimestre de 2021*	4to trimestre de 2039
Parque Eólico Cañadón León	YPF	21,2 MW	15	COD estimado:2do trimestre de 2021*	3er trimestre de 2035
Parque Eólico Los Teros I	YPF	30,1 MW	15	septiembre 2020	2do trimestre de 2035
Parque Eólico Los Teros II	YPF	30,3 MW	15	COD estimado:2dor trimestre de 2021*	4to trimestre de2035

* Las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID- 19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 25 de los estados contables al 31 de diciembre de 2020

PPA del MATER

La Emisora tiene celebrado un contrato con YPF de 15 años de duración por una capacidad de 45,9 MW de potencia, y con un compromiso de entrega de 210.240MWh/ año de energía eléctrica (el "PPA Manantiales Behr"). La entrada en vigencia tuvo lugar con la habilitación comercial de la primera fase del Parque Eólico Manantiales Behr en agosto de 2018. El punto de entrega de la energía se acordó en la Estación Transformadora Escalante, punto de conexión de la central con el SADI. El precio de venta es pagadero en pesos argentinos según el tipo de cambio vigente con fecha anterior al pago. El PPA Manantiales Behr prevé una indemnización en caso de terminación por culpa de YPF que compensa el remanente de los ingresos bajo el contrato por el plazo no transcurrido.

Cabe destacar que, en virtud de lo establecido en la Resolución N° 281/2017 del ex MEyM, desde el cuarto trimestre del 2017 el parque eólico Manantiales Behr tiene prioridad de despacho para el MATER por los 99MW de su potencia instalada.

Asimismo, la Emisora tiene celebrado un contrato por un plazo de 7 años con YPF por una capacidad instalada de 29,3 MW correspondientes a la segunda etapa del Parque Eólico Manantiales Behr, dicho acuerdo comenzó el 22 de diciembre de 2018, el precio de venta será pagado en pesos argentinos según el tipo de cambio vigente con fecha anterior al pago.

La restante capacidad instalada del Parque Eólico Manantiales Behr se encuentra comprometida con diversas industrias del sector privado (Roca, Coca Cola Femsa, Toyota, Profertil, Nestlé y Eco de los Andes, entre otras).

Asimismo, la Sociedad ha celebrado PPAs con industrias y otros usuarios del sector privado para abastecerlos de los proyectos Los Teros I y II (como ser Toyota, Profertil, Ford, Roca, Cladd, Hyatt, YPF y Holcim, entre otros), que tienen adjudicados 175 MW de prioridad de despacho en la capacidad de transporte para el MATER. Estos PPAs tienen un plazo de vigencia promedio de 12,4 años, y están denominados en dólares estadounidenses.

Finalmente, cabe señalar que la Sociedad ha celebrado un PPA con YPF por 21.15 MW del parque eólico Cañadón León.

Considerando los contratos antes mencionados, la Compañía cuenta con un 98% de su capacidad de centrales de generación de energía renovable en el MATER contratada con PPAs de largo plazo.

PPA con Cañadón León

El parque eólico Cañadón León de 122.67 MW de potencia nominal resultó adjudicatario en la última licitación RenovAR 2 de un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por 101.52 MW de potencia con CAMMESA por 20 años (el "PPA Cañadón León"). El 23 de noviembre de 2018 se firmó el PPA Cañadón León, siendo el precio adjudicado de 41,50 US$/MWh, el que debe multiplicarse por dos factores (factor incentivo y factor de ajuste) determinados en el pliego de base y condiciones del programa RenovAr 2. El plazo del acuerdo es de 20 años.

Cabe señalar asimismo que en virtud de ciertas demoras en la construcción del proyecto, Luz del León solicitó a CAMMESA, de conformidad con la Resolución N°52/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, la extensión de la fecha de habilitación comercial por los 99 MW correspondientes al parque eólico Cañadón León comprometidos bajo el programa RenovAr 2, mediante la aceptación de (a) una reducción del plazo de vigencia del PPA equivalente a 6 veces la demora, y (b) una reducción del factor de incentivo.

Respecto a la porción correspondiente al PPA Cañadón León, Luz del León notificó con fecha 27 de marzo del corriente a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados por eventos de fuerza mayor como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA Cañadón León.

En virtud de ello, CAMMESA solicitó que la Sociedad presentara un informe pormenorizado de la afectación que los eventos informados producen sobre el camino crítico de la construcción del parque eólico, así como también adjuntar los elementos probatorios para acreditar la ocurrencia de dicho evento. A la fecha, Luz del León se encuentra recabando la documentación e información necesaria a los fines de cumplir con el requerimiento de CAMMESA.

Adicionalmente, cabe señalar que el parque eólico tiene otro PPA por 21.15MW con YPF S.A. por un plazo de 15 años y denominado en dólares estadounidenses (el "PPA Mater Cañadón León")

Informamos asimismo que en el marco del PPA Mater Cañadón León se le ha comunicado a YPF sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. Con fecha de octubre de 2020 se celebró una adenda al PPA con YPF, extendiendo el COD a abril de 2021.

Contratos de venta de Vapor de Centrales de Cogeneración

Se detallan a continuación nuestros activos de generación de cogeneración comprometidos con contratos de venta a largo plazo:

Central	Contraparte	Cantidad Contratada	TOP/DOP	Precio de vapor	Combustible	Plazo en años	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
LPC I	YPF	190/210 TN/h	100%	6,77 US$/tn (1)	GN provisto por YPF	15	1° de enero de 2018	4de abril de 2033
LPC II	YPF	190/200 TN/h	100%	11,09 US$/tn (1)	GN provisto por YPF mediante modalidad de fazón	15	30 de diciembre de 2020	30 de diciembre de 2035

(1) Dicho precio se ajusta mediante a una fórmula de actualización.

Con efectos desde el 5 de enero de 2018, la Emisora comenzó a suministrar vapor a YPF desde su central LPC I, con base un contrato de venta de vapor con un plazo de duración de 15 años (el "Contrato de Venta de Vapor LPC I"). A través del Contrato de Venta de Vapor LPC I, la Emisora se comprometió a entregar un volumen de entre 190 tn/h a 210 tn/h, con un *take or pay* de parte de YPF de 190 tn/h, y suministrando YPF el combustible necesario, según el caso, para la generación de energía eléctrica y consecuente vapor. El precio del vapor se acordó en 6,77 US$/tn y el Contrato de Venta de Vapor LPC I tiene una limitación de responsabilidad para ambas partes de 31,5 MM US$.

Con efectos desde el 30 de diciembre de 2020, la Emisora comenzó a suministrar vapor a YPF desde su central LPC II, con base un contrato de venta de vapor con un plazo de duración de 15 años (el "Contrato de Venta de Vapor LPC II"). A través del Contrato de Venta de Vapor LPC II, la Emisora se comprometió a entregar un volumen de entre 190 tn/h a 200 tn/h, con un *take or pay* de parte de YPF de 200 tn/h, y suministrando YPF el combustible necesario, según el caso, para la generación de energía eléctrica y consecuente vapor. El precio del vapor se acordó en 11,09 US$/tn.

Competencia

La demanda de energía y potencia en Argentina es satisfecha por varias empresas generadoras, tanto públicas como privadas. Debido a la pequeña brecha entre la oferta y la demanda de energía en Argentina (lo cual ha resultado en cortes de suministro eléctrico voluntarios y forzados en épocas de picos de consumo estacionales), no ha existido presión competitiva significativa en el sector de electricidad de Argentina entre 2002-2015. No obstante, a partir de 2016 la incorporación de nueva capacidad instalada a través de diversas licitaciones (tanto térmicas como renovables) y el crecimiento de la demanda moderada llevaron al sistema a una situación más holgada.

En el mercado de generación de electricidad, la Sociedad enfrenta competencia de sociedades ampliamente conocidas que operan en forma permanente, tales como la empresa Pampa Energía S.A., Central Puerto S.A., AES Argentina Generación S.A., ENEL S.A. y Albanesi S.A.

A los competidores tradicionales principales de la Sociedad como Pampa Energía S.A., Central Puerto S.A. y Albanesi S.A., en las licitaciones térmicas se sumaron nuevos actores como MSU y Araucaria Energy, que fueron parte de la fuerte competencia y fueron adjudicatarios de PPA.

A fin de cumplir los objetivos de incorporación de energías renovables en la matriz energética que estableció la Ley de Energías Renovables, el ex MEyM lanzó el Programar Renovar, de cual hasta la fecha de emisión se realizaron dos rondas licitatorias para

la adjudicación de contratos de compra de energía renovable con CAMMESA por un plazo de 20 años con precio denominado en dólares estadounidenses.

En la Ronda 1/1.5 realizada en 2016, se recibieron ofertas de tecnología eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos por un total de 6.346MW, adjudicándose 2.423MW.

En la Ronda 2 realizada en 2017 se recibieron ofertas por un total de 9.401MW, adjudicándose 2.043MW.

Para las licitaciones de energías renovables, se observó aún una mayor competencia y particularmente el ingreso de numerosos nuevos actores tanto nacionales como internacionales que manifestaron su interés participando de las compulsas.

Como resultado de estas adjudicaciones, se introdujeron nuevos competidores en el mercado de renovables como ser Latinoamericana de Energía, 360 Energy, PCR, Envisión y Genneia.

Se estima que alrededor de 680 MW de los adjudicados en las distintas rondas de RenovAr y R202/2016 no serán llevados a cabo.

Gestión Ambiental

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no es parte en ningún proceso judicial pendiente ni tiene conocimiento de estar amenazada por algún proceso judicial por cuestiones ambientales.

Asimismo, la Compañía ha obtenido los permisos ambientales exigidos por la normativa ambiental aplicable y cuenta con los planes de gestión ambiental aprobados por la autoridad regulatoria pertinente. A fin de mantener altos estándares en materia ambiental, la Compañía realiza controles periódicos cuyos resultados se enmarcan dentro de los límites permitidos por la legislación vigente.

La Compañía ha desarrollado un amplio programa de cumplimiento y gestión del medio ambiente que está sujeto a auditorías periódicas internas y externas por parte de TÜV Rheinland, Bureau Veritas e IRAM.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión ambientales. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO en esta materia, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

Complejo Tucumán (Central Térmica Tucumán, Central Térmica San Miguel de Tucumán Central El Bracho):

- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 105437 válido hasta el 28 de mayo de 2021 (Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán).
- ISO 50001/2018: Certificado N° 01 407 1829923 válido hasta el 20 de septiembre de 2023 para Central Térmica San Miguel y El Bracho.

Planta La Plata Cogeneración I y II:

- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629671 válido hasta el 12 de julio de 2022.
- ISO 50001/2018: Certificado N° 01 407 1929900 válido hasta el 15 de diciembre de 2022 (sólo para LPC I).

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 14001/2015: Certificado N° AR-0236480 válido hasta el 13 de marzo de 2021.
- ISO 50001/2011: Certificado N° IND 19.8554 U/En válido hasta el 21 de agosto de 2021.

Parque Eólico Manantiales Behr:

- ISO 14001/2015: Certificado N° AR-O237230 válido hasta el 14 de enero de 2022

Parque Eólico Los Teros:

- ISO 14001/2015: Se certificó en diciembre 2020, debería tener validez hasta diciembre 2023. Certificado pendiente de envío por parte del ente certificador.

Seguridad y Salud

La gestión de la seguridad, higiene y salud ocupacional tiene como fin preservar la integridad de las personas, de los bienes propios y de terceros, asumiendo que:

- todos los accidentes y enfermedades del trabajo pueden ser evitados;
- el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y salud ocupacional establecidas es responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en las plantas; y
- la toma de conciencia de los individuos contribuye a lograr el bienestar en el trabajo y un mejor desarrollo personal y colectivo de quienes forman parte de la comunidad laboral.

El compromiso con las políticas de “Mejora Continua” compromete a la Compañía a revisar la adecuación de la presente política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

Complejo Tucumán:

- ISO 45001/2018: Certificado N° 01 113 2029907. Se certificó en septiembre 2020, debería tener validez hasta septiembre 2023. Certificado pendiente de envío por parte del ente certificador.

La Plata Cogeneración I y II:

- ISO 45001/2018: Certificado N° 01 113 1929842 válido hasta el 8 de septiembre de 2022.

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 45001/2018: Certificó en noviembre 2019. Certificado pendiente de envío por parte del ente certificador.

Parque Eólico Los Teros:

- ISO 45001/2015: Se certificó en diciembre 2020, debería tener validez hasta diciembre 2023. Certificado pendiente de envío por parte del ente certificador.

Calidad

La gestión de la calidad tiene mejorar continuamente la idoneidad, adecuación y eficacia de la calidad del sistema de gestión. Se debe mejorar los procesos y los bienes y servicios teniendo en cuenta:

- los cambios en el contexto de la organización
- la planificación de cambios: porque la necesidad del cambio, que aportará el cambio (KPIs y Objetivos), los recursos necesarios para implementarlo, los riesgos del cambio
- garantizar que el sistema de gestión de calidad logra las salidas de sus resultados previstos
- la promoción de la mejora y la innovación continua para mantener la satisfacción del cliente
- la gestión de desvíos producidos en el desarrollo del servicio, para evitar disminuir la calidad del servicio o un error en la ejecución de los trabajos que puedan afectar la satisfacción al cliente.

El compromiso con las políticas de “Mejora Continua” compromete a la Compañía a revisar la adecuación de la presente política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

Complejo Tucumán (Central Térmica Tucumán, Central Térmica San Miguel de Tucumán Central El Bracho):

- ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1529715 válido hasta el 12 de octubre de 2021 (Central Térmica Tucumán, Central Térmica San Miguel de Tucumán y Central Térmica El Bracho).

Planta La Plata Cogeneración I y II:

- ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629671 válido hasta el 12 de julio de 2022.

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 9001/2015: Certificado N° AR-0237236 válido hasta el 21 de enero de 2022.

Parque Eólico Manantiales Behr:

- ISO 9001/2015: Certificado N° 9000-9768 válido hasta el 3 de marzo de 2023.

Parque Eólico Los Teros:

- ISO 9001/2015: Se certificó en diciembre 2020, debería tener validez hasta diciembre 2023. Certificado pendiente de envío por parte del ente certificador.

Activos Industriales

La gestión de activos industriales tiene como objetivo maximizar el valor de sus activos y mantenerlos en el tiempo, mediante la gestión a lo largo de todo el ciclo de vida de los activos físicos. Esto se hace a partir de un plan estratégico que contempla diseño, construcción, mantenimiento, operación y desmantelamiento.

El compromiso con las políticas de "Mejora Continua" compromete a la Compañía a revisar la adecuación de la presente política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 55001/2014: Certificado N° 55000-003 válido hasta el 26 de julio de 2023.

COVID 19

Atendiendo la necesidad de preservar la salud de las personas y la continuación de las operaciones en el contexto de pandemia global por COVID-19 se implementaron diversas acciones, entre ellas:

- Conformación del Comité Co-Vid 19 de seguimiento diario de la situación, analizando las medidas a nivel global y estableciendo rápidamente protocolos de cuidado para los activos de generación y las obras en construcción. Se celebraron 187 comités durante 2020.
- Medidas físicas de control; temperatura, entrega de elementos de protección, sanitizantes, kits de bioseguridad, señalética, conformación de recorridas de activos junto a referentes de contratistas y sindicatos, ejecución de simulacros en todos los activos y proyectos, etc.
- Difusión y capacitación a todo el personal, tanto propio como contratistas, 65 capacitaciones brindadas.
- Se realizaron 286 test de PCR, en su gran mayoría de manera preventiva.
- Gestión de 566 casos notificados sobre una población promedio de 2000 personas, de los cuales se confirmaron 121 (aprox. 6%), correspondiendo 33 casos a personal propio.

Seguros

La Sociedad posee un programa de seguros para cubrir tanto sus activos como sus actividades como así también los requeridos por la legislación vigente. La cobertura de todo riesgo operativo incluye, pero no está limitada a, daño material y/o rotura de maquinaria y su consecuente pérdida de beneficios. También tenemos contratado un programa de responsabilidad civil emergente de nuestra actividad, por los daños ocasionados en la persona o a los bienes de terceros, hasta un límite de USD 400.000.000.

Para los nuevos proyectos e inversiones se contrata específicamente cobertura de construcción y/o montaje y responsabilidad civil construcciones y su consecuente pérdida de beneficios por retrasos en el inicio de las operaciones.

También tenemos contratadas las coberturas de responsabilidad civil para nuestros vehículos, de responsabilidad laboral emergente de la ley 24.557 (Ley de Riesgos del Trabajo), y el seguro de vida obligatorio establecido en el Decreto 1567/74.

El nivel de cobertura es el adecuado para los riesgos que enfrenta la actividad comercial. Los seguros y reaseguros contratados son comparables a organizaciones del sector que operan en los mismos negocios en los cuales participa la Sociedad.

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE ARGENTINA

El siguiente es un resumen de algunas cuestiones relacionadas con el sector de energía eléctrica de Argentina, e incluye disposiciones de las leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables a ese sector y a la Sociedad. Este resumen no pretende ser un análisis completo de toda la normativa aplicable al sector de energía eléctrica. Se recomienda a los inversores consultar el resumen de dicha normativa publicado por la actual Secretaría de Energía del Ministerio de Economía -antes en la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo- (adelante, la "SE") que vino a reemplazar a la Secretaría de Gobierno de Energía, que se encontraba dentro de la órbita del por entonces Ministerio de Hacienda ("SGE") y que a la fecha de este Prospecto esta dentro de la órbita del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/produccion/energia), CAMMESA (www.cammesa.com.ar), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el "ENRE") (www.enre.gob.ar) y consultar con sus asesores comerciales y legales en caso de necesitar profundizar ese análisis. La información contenida en los mencionados sitios web no se incorpora por referencia a este documento.

Antecedentes Históricos

Durante la segunda parte del siglo XX los activos y la operación del sector eléctrico argentino estuvieron en manos de empresas del Estado Argentino. En 1990, virtualmente todo el suministro de energía en argentina era controlado por el sector público (97,00% de la generación total). En 1992 el sector eléctrico fue reformado, desregulado y privatizado tanto en el nivel federal como en la esfera provincial. El Gobierno Argentino asumió la responsabilidad para la regulación de la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas generadoras. Como parte del plan económico adoptado por el expresidente Carlos Menem, el Gobierno Nacional llevó a cabo un extensivo programa de privatización de todas las industrias principales controladas por el estado, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad. La Ley 23.696 sancionada en 1989 (la "Ley de Reforma del Estado"), autorizaba al Estado Nacional a reorganizar y privatizar empresas del sector público. La privatización tenía dos objetivos finales: en primer lugar, reducir las tarifas y mejorar la calidad de servicio mediante la libre competencia del mercado, y, en segundo lugar, evitar la concentración de poder de los tres sub-sectores en pocos participantes del mercado y reducir su capacidad para fijar precios. Para lograr dicho equilibrio, al momento de la desregulación y segmentación de la industria, se impusieron distintas limitaciones y restricciones a cada sub-sección. De conformidad con la Ley de Reforma de Estado, el Decreto 634/1991 estableció principios para la descentralización de la industria eléctrica, para la estructura básica del mercado eléctrico, y para la participación de empresas privadas en las sub-secciones de generación, transporte, distribución y administración.

Descripción General del Marco Legal

Principales disposiciones legales y complementarias

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino vigente en la actualidad está conformado por la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley Nº 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991, promulgada parcialmente por el Decreto N° 13/92, y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y Decreto Nº 186/95 (en conjunto, el "Marco Regulatorio"). La Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en cuatro categorías: la generación, el transporte, la distribución y la demanda. Asimismo, dicha ley dispuso la organización del Mercado Eléctrico Mayorista -el "MEM"- (el cual se describe con más detalle a continuación) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91. La Ley N° 24.065 y su Reglamentación -Decreto N° 1.398/1992-, reconocen al generador como uno de los actores reconocidos del MEM (artículo 4). Toda empresa para actuar como Agente del MEM, sea como Generador, Cogenerador, Autogenerador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario, debe obtener de la Autoridad de Aplicación (conforme dicho término se define más adelante) la correspondiente habilitación (los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", aprobados por Resolución Nº 61/92 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del entonces Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias, los "Procedimientos"). El Decreto N° 186/95 creó además la figura del "participante", destacándose entre éstos el "comercializador", definido como aquella empresa que sin ser agente del MEM, comercialice energía eléctrica en bloque.

En diciembre 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley Nº 27.541), a través de la cual el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social con vigencia hasta el 31 de diciembre del 2020. Allí se delegó en el Poder Ejecutivo nacional ciertas facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional y estableciendo -entre otras- las siguientes bases de la delegación: "*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*". El Congreso también facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año -actualmente prorrogado por un (1) año más desde su vencimiento o hasta que se finalice la

renegociación de la revisión tarifaria-, 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 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la ley de emergencia y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días -plazo prorrogado desde su vencimiento y por un plazo adicional de noventa (90) días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios-, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.El Congreso invitó a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

La Ley N° 24.065 también creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) como un ente autárquico en el ámbito de la por entonces Secretaría de Energía cuyas funciones principales son las siguientes: (a) hacer cumplir el Marco Regulatorio y controlar la prestación de los servicios públicos y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión de jurisdicción nacional; (b) dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM; (c) establecer las bases para el cálculo de las tarifas y aprobar los cuadros tarifarios de empresas transportistas y distribuidoras con contratos de concesión de jurisdicción nacional; (d) autorizar las servidumbres de electroducto; y (e) autorizar la construcción de nuevas instalaciones. Además, la Ley N° 24.065 le confirió al ENRE facultades jurisdiccionales, por lo que todo eventual conflicto entre agentes del MEM deberá someterse a la jurisdicción previa obligatoria del ENRE (sujeto a futura revisión judicial).

A través del Decreto Nº 258/16 el Poder Ejecutivo Nacional instruyó al ex MEyM a implementar el proceso de Convocatoria Abierta para la selección de los integrantes del Directorio del ENRE, y a través del Decreto 84/18 el Poder Ejecutivo Nacional designó al Presidente, Vicepresidente y Vocales Segundo y Tercero del Directorio del ENRE en los términos del artículo 58 de la Ley Nº 24.065.

En ejercicio de las facultades delegadas por la ley 27.541, el Poder Ejecutivo Nacional dictó Decreto N° 277/2020 (BO 17/3/20), por intermedio del cual se suspendió las funciones de los miembros designados del Directorio del ENRE en sus cargos, sin goce de sueldo, e intervino el ENRE designando en calidad de interventor al Lic. Federico José Basualdo Richards, quien posteriormente presentó su renuncia al cargo y por lo que se nombró como nueva interventora a la Dra. María Soledad Manin, quien actualmente ocupa el cargo.

Allí se dispuso que el Interventor del ENRE, entre otras cosas, debía realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética. En el caso de detectar alguna anomalía, el Interventor deberá informar al Poder Ejecutivo de la Nación los resultados de la misma, así como toda circunstancia que considere relevante y deberá aportar la totalidad de la información, proponiendo las acciones y medidas que en cada caso estime corresponder.

De igual modo, el Decreto 277/2020 instruyó al Interventor -hoy Interventora- a iniciar un procedimiento de revisión de los concursos públicos de las designaciones de autoridades que se sustanciaron con el objeto de cubrir el directorio del ENRE, en un plazo de ciento ochenta (180) días, y en caso de que resuelva su anulación, o si hubiese concluido el plazo de mandato de alguno de ellos, a iniciar el proceso de selección de quienes los reemplazarán, de acuerdo con los términos previstos en el artículo 58 y subsiguientes de la Ley N° 24.065.

Autoridad de Aplicación de Ley 15.336 y 24.065

A través del Decreto N° 186/95, el Poder Ejecutivo Nacional designó a la entonces Secretaría de Energía Eléctrica como la autoridad de aplicación de las Leyes 15.336 y 24.065. En la actualidad, a través de los Decretos N°7/2019 y N°50/2019, se designó a la Secretaría de Energía como la autoridad de aplicación de las leyes 15.336 y 24.065 que integran el marco regulatorio del sector de energía eléctrica (la "Autoridad de Aplicación"). En cuanto al despacho de carga, la Ley 24.065 y su decreto reglamentario, la reconocen como la encargada de dictar las normas a las que ajustará su accionar el Organismo Encargado del Despacho (OED) (artículo 35); así como las bases que regirán el despacho para las transacciones en el mercado, cuya aplicación será de competencia del OED (artículo 36).

Desde el dictado del Decreto N° 732/2020, la Secretaría de Energía se transfirió del Ministerio de Desarrollo Productivo al ámbito del Ministerio de Economía, quien tiene a su cargo la función de supervisar las funciones de la Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética (artículo 20 de la Ley de Ministerios, Ley 22.520 y sus modificaciones).

A su vez, a partir del Decreto N° 50/2019 (modificado por el Decreto N° 804/2020), al modificarse la estructura organizativa de la Administración Pública Nacional, se designó a la Secretaría de Energía como la Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética. Los principales objetivos de la Autoridad de Aplicación son:

- Intervenir en la elaboración y ejecución de la política energética nacional.
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia.

- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética.
- Entender en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía.
- Coordinar la gestión de los directores que representan al Estado Nacional en aquellas empresas del sector energético con participación estatal en el ámbito de la Jurisdicción.
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del ambiente.
- Promover la utilización de nuevas fuentes de energía, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos.
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía.
- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoeléctrica.
- Ejercer el control tutelar del ENRE, del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), de la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) y de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

A su vez, a través de ese mismo Decreto N° 50/2019, dentro del ámbito de la Secretaría de Energía, se estableció que la Subsecretaría de Energía Eléctrica debería asistir a la Secretaría de Energía en el ejercicio de sus atribuciones como Autoridad de Aplicación del marco regulatorio eléctrico, en función de lo cual, se establecieron cuáles son los objetivos que debe ejecutar, entre los que se destacan los siguientes:

- intervenir en las cuestiones vinculadas con el desarrollo de la generación de energía eléctrica;
- asistir en la elaboración de normas para el cumplimiento de los planes y las políticas del sector y mejorar el funcionamiento y desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto;
- participar en la elaboración de las propuestas sectoriales y de la política nacional en materia de recursos renovables y energía eléctrica, así como en el control de su ejecución;
- monitorear el comportamiento del mercado eléctrico mayorista y asistir en la elaboración de las normas que regulen su funcionamiento
- asistir en el desarrollo de la planificación energética y del marco regulatorio en aquellos aspectos concernientes a la transición energética, y monitorear las relaciones entre los diferentes actores y operadores del sistema eléctrico, facilitando información acerca de las condiciones de demanda, oferta, trasmisión y distribución de energía eléctrica en el corto, mediano y largo plazo;
- asistir en la gestión de corto y mediano plazo del mercado eléctrico mayorista, en la incorporación de nuevos actores, en 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;
- participar en la evaluación de los recursos naturales disponibles para el aprovechamiento energético y en todos los aspectos vinculados con el desarrollo de la generación de energía eléctrica, mediante el aprovechamiento de fuentes renovables de energía en todas sus etapas, así como en la ejecución de las acciones vinculadas al régimen legal aplicable; y
- intervenir en la ejecución del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, establecido por las Leyes N° 26.190 y N° 27.191, sus modificatorias y complementarias, y del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, establecido por la Ley N° 27.424.

Allí también se fijaron los objetivos de la Subsecretaría de Planeamiento Energético, para que asista a la Secretaría de Energía en materia de planeamiento energético, entre otros objetivos, en el desarrollo del balance energético del país y de los escenarios y proyecciones de oferta y demanda como insumo para el planeamiento público y privado del uso de los recursos energéticos, y la ejecución y evaluación de los programas y proyectos con financiamiento público multilateral y/o con participación público-privada que se desarrollen en el ámbito de la Secretaría de Energía.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

En función de lo establecido en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 y otras normas, el Despacho Nacional de Cargas deberá estructurarse como una sociedad anónima, creándose para tal fin a CAMMESA (Decreto N° 1192/92), cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

El MEM se compone de:

- Un Mercado a término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.
- Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado); y
- Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el mercado spot, destinado a la compra de los distribuidores.

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios

A los fines de la instrumentación de las disposiciones contenidas en el Marco Regulatorio, se dictaron, a través de la Resolución ex Secretaría de Energía Eléctrica N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, un conjunto de normas reglamentarias, denominadas "los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (los "Procedimientos"). Los Procedimientos han sido modificados, complementados y/o ampliados por resoluciones posteriores de la ex Secretaría de Energía.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)

Por disposición del art. 35 de la ley N° 24.065 se estableció que el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"), estaría a cargo del Despacho Nacional de Cargas ("DNDC"), cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operaciones en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM, a través del Decreto N° 1192/1992 se constituyó a la sociedad Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") y fueron aprobaron sus estatutos societarios.

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro, sus accionistas poseen una participación del 20% cada uno y son los siguientes: el Estado Nacional y las cuatro asociaciones que agrupan a los segmentos en que está dividido el sector eléctrico (generación, transporte, distribución y Grandes Usuarios).

CAMMESA tiene a su cargo las siguientes funciones:

- administrar el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo con el Marco Regulatorio Eléctrico, lo que incluye:
- determinar el despacho técnico y económico de energía (lo que incluye definir el cronograma de producción de todas las centrales generadoras de un sistema energético para equilibrar la producción con la demanda) en el SADI;
- maximizar la seguridad del sistema y la calidad de la electricidad suministrada;
- minimizar los precios mayoristas en el mercado spot;
- planificar los requerimientos de capacidad de energía y optimizar su utilización en cumplimiento de las normas que periódicamente establece la SE;
- supervisar la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos celebrados en ese mercado;
- actuar en calidad de agente de los distintos participantes del MEM;
- comprar y vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación en el marco de acuerdos existentes entre Argentina y países limítrofes y/o entre agentes del MEM y terceros de países limítrofes; y
- gestionar comercialmente y despachar el combustible de las centrales del MEM.

Adicionalmente a las responsabilidades mencionadas, bajo la regulación vigente (Res. ex SE 95/2013, art.8, reestablecido por Res. Min. de Desarrollo Productivo 12/2019), CAMMESA ha sido encomendada temporalmente con el rol de adquirir y proveer el combustible sin costo a los generadores que no cuenten con contratos de suministro de gas natural vigentes.

A través de la Resolución 12/2019 (BO 30/12/19) el Ministerio de Desarrollo Productivo derogó la Resolución de la ex SGE N° 70/18 que facultaba a los Agentes Generadores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica, y se reestableció la vigencia del Artículo 8° de la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la ex Secretaría de Energía del por entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (B.O. 26/03/2013), en

cuanto preveía que el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, así tanto su gestión comercial como el despacho de combustibles, quedaría centralizado.

Por otra parte, la Resolución N° 61/92 de la ex SE estableció que los gastos en que incurra el Organismo Encargado del Despacho ("OED"), se presupuestan en forma semestral, con apertura mensual, presupuesto que incluye todas las necesidades tanto en materia de gastos directos, como indirectos e inversiones. El reembolso de los gastos mensuales presupuestados estará a cargo de todos los agentes del mercado.

El OED se encarga de presentar dicho presupuesto antes del 1 de marzo y 1 de septiembre de cada año a las empresas integrantes del MEM, quienes contarán con 15 días corridos para enviar objeciones y/o sugerir modificaciones. A más tardar el 1 de abril y 1 de octubre el OED lo elevará, junto con las observaciones realizadas, a la Autoridad de Aplicación.

El presupuesto se prorratea mensualmente entre cada empresa integrante del MEM proporcionalmente al volumen de su transacción en el mes (sea compradora o vendedora) incluyendo las transacciones que se realicen en el Mercado a Término.

Coincidentemente con las revisiones trimestrales de la programación estacional, el OED puede proponer fundamentalmente ajustes al presupuesto, sujetos al mismo procedimiento antes descripto.

Si de la ejecución presupuestaria de un período estacional surgieran excedentes, éstos serán incorporados como partida presupuestaria en el período siguiente.

Facultades regulatorias de las provincias

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

Estructura de la industria

La generación y el MEM

De conformidad con la Ley Nº 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Como resultado de la privatización y de la incorporación de nuevos actores en el mercado, el sector de la generación, aún después del proceso de consolidación de los últimos años, tiene una estructura competitiva con al menos cuatro empresas importantes de envergadura similar: (i) Central Puerto (Central Puerto S.A., La Castellana I, Achiras I, La Genoveva I, La Castellana II y La Genoveva II, Manque y Los Olivos; (ii) Enel Argentina S.A. (Enel Generación Costanera, El Chocón y Central Dock Sud); (iii) Pampa Energía S.A. (Parque Eólico Mario Cebreiro, Parque Eólico Pampa Energía II, Parque Eólico Pampa Energía III, Hidroeléctrica Diamante, Hidroeléctrica Los Nihuiles, Hidroeléctrica Pichi Picun Leufu, Central Térmica Loma de La Lata, Central Térmica Ensenada Barragán, Central Térmica Güemes, Central Térmica Ing. White, Central Térmica Piedra Buena, Central Térmica Piquirenda, Central Termoeléctrica Genelba, Central Termoeléctrica Parque Pilar, Central EcoEnergía); y (iv) AES Argentina Generación S.A. (Centrales Térmicas San Nicolás, Paraná, Termoandes y Sarmiento, Hidroeléctricas Alicurá, Cabra Corral, Ullum y El Tunal). A ello hay que sumarle que una importante porción del sector de generación está en manos de empresas estatales y/o de control estatal (Yacyretá, Salto Grande, IEASA (ex ENARSA), Atucha y Embalse y de otros generadores privados (YPF LUZ, Orazul, Albanesi, Capex y Genneia).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas. Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 30 años) cuando el dique es propiedad del Gobierno Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

Dentro del MEM la actuación de un Generador es: (a) Física, como responsable de la operación de la central de generación; (b) Comercial, como vendedor en el Mercado Spot y en el Mercado a Término de su capacidad de producción de energía y potencia,

debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como las compras que efectúe en el Mercado Spot para cumplir con ventas contratadas en el Mercado a Término, los cargos de Transporte, y el cargo por Gastos del OED, y recibiendo los ingresos que resulten de esta comercialización.

Precio del despacho de electricidad y el mercado spot

(i) Diseño Original

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores se los debe remunerar en función de dos componentes: (i) un componente variable, basado en la energía eléctrica vendida en el mercado; y (ii) un componente fijo que apunta a remunerar al generador por cada MW de capacidad de sus unidades disponibles por hora en el MEM, con independencia del consumo de electricidad de dichas unidades. El valor del componente fijo dependía, entre otras cosas, del nodo a través del cual la unidad se conecta al SADI.

En el diseño original, la energía, eléctrica se debe comercializar a precios que reflejaban la oferta y la demanda. CAMMESA debe despachar las unidades de energía disponibles de acuerdo con los costos variables de producción ofertados por los agentes generadores, ya sea en función del costo de combustible o del valor del agua declarado, despachándose en primer lugar las unidades más económicas. El precio del mercado spot debe ser determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema, situado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. El precio de la energía consiste en un valor denominado “precio marginal del sistema” o “precio de mercado”, y debe representar al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda del mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales debe estar directamente relacionado con los promedios semestrales y/o trimestrales proyectados del mercado spot.

CAMMESA debe mantener bajos sus costos operativos y optimizar los precios. Conforme la regulación y los procedimientos legales previstos, CAMMESA debe aplicar los modelos de optimización de conformidad con la regulación vigente, utilizando las estimaciones climáticas, los niveles de los embalses, los pronósticos de precipitaciones de los próximos meses y la disposición de centrales nucleares y máquinas térmicas. Estos modelos de optimización apuntan a mantener el menor costo de operación posible y se aplican para satisfacer la demanda diaria de electricidad esperada.

A fin de abastecer la demanda de energía, CAMMESA debe organizar y coordinar el despacho de energía eléctrica de los generadores, priorizando las unidades de energía con menor costo variable de producción, seguido de las de mayor costo variable de producción, hasta que toda la demanda esté cubierta. Los generadores deben informar a CAMMESA los costos variables de producción de las centrales térmicas, que dependen de la disponibilidad de diferentes tipos de combustibles previstos por CAMMESA (por ejemplo, gas natural, fuel oil, y gasoil).

En tanto respecta a la demanda, CAMMESA debe calcular las curvas de consumo horario típicas e incorporar las limitaciones de transporte de red, los requerimientos de distribuidores, Grandes Usuarios y autogeneradores que compren en el MEM, y en la demanda de países interconectados importadores que sólo reciben energía eléctrica en caso de haber oferta excedente en Argentina.

Como resultado de este proceso, CAMMESA debe definir un precio de mercado óptimo que resulta de adicionar el costo variable de transporte desde el punto de conexión del generador hasta el nodo mercado al costo variable de producción aceptado.

El procedimiento descripto más arriba se debe utilizar para proyectar las necesidades futuras del SADI y del MEM. Sin embargo, muchas veces se producen desfases entre las proyecciones y las condiciones imperantes en el mercado, generándose diferencias entre las compras de energía de distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio spot.

(ii) Las medidas adoptadas durante la vigencia de la emergencia pública: enero 2002- diciembre 2017

Desde la declaración de la Ley de Emergencia Pública Nº 25.561 el 6 de enero de 2002, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios en el MEM.

En 2002, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 146/2002 a través de la cual estableció una operatoria destinada a solventar la financiación anticipado de mantenimientos mayores o extraordinarios para equipamientos de Generación y/o de los Sistemas de Transporte de Energía, con la intención de superar una etapa de crisis que podía afectar los mantenimientos en tiempo por déficit de financiación. En este sentido se permitió que todo Generador y/o Transportista que necesitara realizar un Mantenimiento Mayor o Extraordinario y requiera recursos para asegurar tales trabajos, y tenga dificultades coyunturales para obtener financiamiento, pudiera solicitar un préstamo por una porción del costo de aquél, sujeto a la disponibilidad de fondos y al cumplimiento de las condiciones que se establecieron al efecto, tanto para los Generadores como para los Transportistas. Para este diseño, la restitución de los montos otorgados en calidad de préstamo por los Agentes del MEM que recibían las sumas requeridas para estos fines se garantizaba mediante la cesión de sus créditos en el mercado Spot del MEM hasta la total devolución del préstamo. El régimen establecido por esta norma previó su vigencia en tanto durara la emergencia declarada por la ley 25.561 o hasta que la Secretaría de Energía considerara superada las causas que habilitaron el régimen.

En 2003 la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE 240/03 a través de la cual se aprobó la Metodología para la fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista y en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico. El mismo establecía un

tope al costo marginal asociado a la generación de la unidad operando con gas natural, sin importar el combustible que realmente estuviera utilizando o 120 AR$/MWh, el menor de ambos.

Ese mismo año, con motivo del déficit de fondos necesarios para hacer frente a todos los pagos debidos a los agentes del MEM, se emitió la Resolución de la ex Secretaría de Energía N° 406/03 que dispuso el orden de prioridad a aplicar para saldar deudas a favor de los acreedores del MEM en caso de no existir recursos suficientes.

En 2006 la entonces Secretaría de Energía emitió la Resolución SE 1281/06 y creó el Plan de Energía Plus, en un esfuerzo por responder ante el sostenido aumento de la demanda de energía e incentivar a partes interesadas del sector privado a invertir capital nuevo en el sector energético a fin de generar nuevas fuentes de energía. La resolución estableció que: (i) La energía disponible en el mercado se utilizará principalmente para brindar el servicio a clientes residenciales, alumbrado público, entidades públicas y usuarios industriales y comerciales con una demanda de energía igual o inferior a 300 kW que no hubiesen celebrado contratos a término; (ii) GUMA y GUME y los grandes clientes de empresas de distribución (en todos los casos con un consumo igual o superior a 300 kilovatios) deben satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base con el servicio de Energía Plus, consistente en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de nuevos generadores y agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, a la fecha de publicación de la resolución, no estén interconectados al MEM. El precio que los Grandes Usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso que no fuera previamente contratada bajo el Plan de Energía Plus, originalmente fue estipulado como equivalente al costo marginal de operación.

En 2007 la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE N° 220/2007 (B.O.22.01.2007) a través de la cual se habilitó la realización de contratos de abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de agentes generadores, cogeneradores o auto-generadores que hasta la fecha no eran agentes del mercado eléctrico mayorista. Dicha Resolución fue dictada para alentar inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo y tuvo en miras principalmente dar un nuevo impulso al ingreso de nueva oferta energética, para lo que consideró necesario dar señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por parte de los Agentes del MEM, o los que pretendan serlo, para la instalación de nueva oferta de generación.

En 2013 la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 95/13 a través de la cual estableció que se reconocerán los costos de combustible propio valorizándolo al correspondiente precio de referencia, el flete reconocido, el costo asociado al Transporte y Distribución de Gas Natural y los impuestos y tasas asociadas, siempre que se cumplan las condiciones allí establecidas. Con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles, quedó centralizado en el Organismo Encargado del Despacho (art. 8°).

En 2014 la entonces Secretaría de Energía extendió la aplicación de lo establecido en el Artículo 8° de la Resolución Nº 95/2013, a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM incluyendo la potencia y/o energía eléctrica producida por los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM que ha sido comprometida en el marco de contratos regulados por la entonces Secretaría de Energía, a través de las resoluciones SE N° 1193/ 2005, Nº 220/2007 y Nº 1.836/2007, así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la entonces Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con excepción de los contratos correspondientes al marco de la Resolución Nº 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la ex Secretaría de Energía. A los efectos de la administración de las condiciones transaccionales de estos contratos el cubrimiento de los mismos se realizará considerando la disponibilidad de máquina con independencia del combustible (Resolución 529/2014).

La Resolución de la ex SGE N° 70/18 (B.O. 07/11/2018) facultó a los Agentes Generadores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. A través de la Resolución 12/2019 (BO 30/12/19) el Ministerio de Desarrollo Productivo derogó la Resolución de la ex SGE N° 70/18 y se reestableció la vigencia del Artículo 8° de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía del por entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (B.O. 26/03/2013), en cuanto preveía que el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, así tanto su gestión comercial como el despacho de combustibles, quedaría centralizado. Así, los sistemas de remuneración establecidos en el MEM a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias ajenas al criterio subyacente en la Ley N° 24.065, consistente éste en asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

El abandono de criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MEM ha incrementado el costo de abastecer adecuadamente a la demanda, distorsionando las señales económicas y desalentando así la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica. En 2015 el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 134/2015 a través del cual declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al ex MEyM para que elabore un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia e implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

En 2016 la ex Secretaría de Energía Eléctrica (la “SEE”) dictó la Resolución N° 21/16 a través de la cual convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada. Allí se establecía que el agente cuya oferta sea aceptada suscribiría un contrato de venta de disponibilidad de potencia de generación eléctrica y energía asociada en el

MEM, denominado "Contrato de Demanda Mayorista", que sería inicialmente celebrado por CAMMESA para ser luego cedido a los agentes distribuidores y Grandes Usuarios del MEM. Los lineamientos del contrato referido se encuentran previstos en la Resolución N° 21. CAMMESA debe certificar a favor del agente vendedor la parte proporcional que los Grandes Usuarios y distribuidores deben pagar por la energía eléctrica consumida, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro. Mediante Resolución N° 155/2016, la ex SEE anunció las empresas que resultaron adjudicatarias bajo esta licitación, y autorizó a CAMMESA a iniciar las negociaciones para la suscripción de los contratos de demanda mayorista con estas empresas. Atendiendo a la reconocida emergencia del Sector Eléctrico, ese mismo año, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 22/16 a través de la cual estableció adecuaciones a la remuneración de los Agentes Generadores, al sólo efecto de sostener provisoriamente la operación y mantenimiento de las máquinas y centrales alcanzadas, hasta la progresiva entrada en vigencia de las medidas regulatorias tendientes a normalizar el funcionamiento del MEM.

En 2017 la entonces Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE Nº 19/17 (BO 2/2/2017) a través de la cual facultó a los generadores, cogeneradores y autogeneradores de energía eléctrica actuando como agentes del MEM y que operan centrales termoeléctricas convencionales a realizar ofertas de disponibilidad garantizada en el MEM. Bajo estas ofertas, las compañías generadoras podían comprometer capacidad específica y potencia, siempre que dicha potencia y energía no haya sido comprometida en PPA suscriptos de conformidad con las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, Resolución N° 21 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del ex MEyM, así como PPA sujetos un régimen de remuneración diferencial establecido o autorizado por el ex MEyM. Las ofertas deben ser aceptadas por CAMMESA (actuando en representación de los agentes del MEM que demandan energía eléctrica), cuya entidad actuará como la parte compradora de la potencia bajo los compromisos de disponibilidad garantizada. La Resolución Nº 19/17 estableció que dichos compromisos podían ser transferidos a las empresas de distribución de electricidad y Grandes Usuarios de energía eléctrica del MEM una vez culminado el período de vigencia de la emergencia declarada del sector eléctrico en Argentina (de acuerdo con el Decreto Nº 134/2015, dicho estado de emergencia se declaró hasta el 31 de diciembre de 2017). Los agentes generadores de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional estuvieron excluidos del ámbito de aplicación de la Resolución N° 19/17. El plazo de vigencia de los compromisos de disponibilidad garantizada es de 3 años, y sus términos y condiciones generales se establecieron en la Resolución Nº 19/17 de la ya mencionada ex Secretaría de Energía Eléctrica. La remuneración a favor del generador se calculaba en dólares estadounidenses de acuerdo con las fórmulas y los valores establecidos en la resolución mencionada, y comprendía (i) un precio para la disponibilidad de potencia mensual, y (ii) un precio para la potencia generada y operada.

Ese mismo año la ex Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución N° 287/17 disponiendo una Convocatoria Abierta a Interesados (CAI) en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización de la tecnología de: a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. Los oferentes cuyas ofertas resulten seleccionadas formalizarán el compromiso mediante la suscripción de Contratos de la Demanda Mayorista (CdD) con los demandantes del MEM, representados en los términos establecidos por el marco regulatorio vigente.

A través de la Resolución N° 1/2019, la entonces Subsecretaría 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. La Resolución N° 1/2019 derogó el régimen establecido por la Resolución N° 19//2017 de la ex SEE y estableció que el nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia entraría en vigencia a partir del 1 de marzo de 2019.

Mediante la Resolución N° 1/19 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 se definió el esquema de "Disponibilidad Garantizada Ofrecida" ("DIGO") como la disponibilidad de potencia puesta a disposición por un Generador Habilitado Térmico ("GHT") que se compromete por cada unidad de generación y para cada periodo de remuneración de DIGO. Esta disponibilidad se comprometerá 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° 1/19 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.

(iii) El actual régimen remuneratorio de los Agentes Generadores.

A través de la Resolución N° 31/2020, la Secretaría de Energía modificó el régimen de remuneración de la generación de energía eléctrica no comprometida en cualquier tipo de contrato, que había sido previamente establecido por la Resolución 1/2019. Este nuevo régimen remuneratorio se aplicó partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020.

A través de dicha resolución se pesificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución N° 19/2017) y se estableció un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC (60%) y el del IPIM (40%).

Por su parte, se ajustó la remuneración de las centrales térmicas en aproximadamente:

- Potencia base = -47%. Solo aplica a las unidades de muy mala disponibilidad que garantizan disponibilidad de potencia.
- Potencia DIGO = -17% (en meses de invierno y verano) y -21% (el resto del año).

Se mantuvo la afectación de la remuneración de la potencia en función del factor de uso (FU), incrementando levemente el impacto negativo en aquellas centrales con FU menor a 70%:

- Si FU > 70% = 100%.
- Si 30% < FU < 70% = ajuste lineal entre 100% y 60%.
- Si FU <30% = 60% (antes 70%).

Se estableció una nueva remuneración para la generación térmica en horas de alto requerimiento térmico, generado un incentivo a generar en dichas horas:

- invierno y verano = 1.800 AR$/MWh (29 USD/MWh) las 25 horas de mayor demanda y 900 AR$/MWh (14 USD/MWh) para las siguientes 25 horas.
- resto del año = 300 AR$/MWh (5 USD/MWh) las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada para centrales térmicas. Sin embargo, cuando una unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo (por razones operativas no atribuibles a requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad) se reconocerá energía generada y operada igual al 60% de la potencia neta instalada.

Se incluyó una remuneración diferencial mayor para centrales con potencia instalada < 42 MW en su conjunto y que se demuestre que son necesarias para el normal abastecimiento de un área.

Se ajustó la remuneración por disponibilidad de potencia para las centrales hidroeléctricas en -47%, salvo para las centrales de bombeo.

Se establece una nueva remuneración para las centrales hidroeléctricas -similar al de las centrales térmicas- por la energía operada en horas de alto requerimiento:

- invierno y verano = entre 1.680 AR$/MWh y 1.320 AR$/MWh las 25 horas de mayor demanda; y, entre 840 AR$/MWh y 660 AR$/MWh para las siguientes 25 horas.
- Resto del año = entre 280 AR$/MWh y 220 AR$/MWh las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada de las hidroeléctricas, la de las centrales de ERNC y la de las centrales hidroeléctricas binacionales.

El 8 de abril de 2020, por intermedio de la Nota NO2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del Anexo VI denominado "*Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentino*" de la Resolución 1/2019 modificada por la Resolución 31/2020. De esta manera, se suspendió transitoriamente, hasta nuevo aviso, el ajuste por inflación para el pago a los Agentes Generadores del MEM incluidos en el régimen de pago de las resoluciones recién nombradas. Al 31 de diciembre de 2020, dicha suspensión continuaba vigente.

Detalle de la remuneración de la Generación térmica

En cuanto al régimen de remuneración de la generación habilitada térmica, se dispuso que la misma se componga de un pago por potencia disponible mensual, otro por energía generada y energía operada, y otro por energía generada en horas de máximo requerimiento térmico. 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, otro vinculado a la energía operada (asociada a la potencia rotante en cada hora), y otro por la energía efectivamente generada en las horas del mes donde se registre máximos de requerimiento térmico.

El volumen horario de la energía operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

En cuanto al precio de la base de potencia ("PrecBasePot"), se la definió para remunerar la potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala de la tabla siguiente:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650
CC chico P ≤ 150MW	112.200
TV grande P >100 MW	143.550
TV chica P ≤ 100MW	171.600
TG grande P >50 MW	117.150
TG chica P ≤ 50MW	151.800
Motores Combustión Interna > 42MW	171.600

La remuneración resultante será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

En el caso de centrales térmicas con potencia instalada menores e iguales a los 42 MW en su conjunto, en caso que se demuestre la necesidad de las mismas para el normal abastecimiento del área donde se encuentre instaladas, se aplicará la siguiente tabla.

Tecnología/Escala	PrecBasePot [$/MW-mes]
CC chico P ≤ 15MW	204.000
TV chica P ≤ 15MW	312.000
TG chica P ≤ 15MW	276.000
Motores Combustión Interna ≤ 42MW	312.000

También se fijaron los valores para la remuneración de la PGO para cada mes definido anteriormente (Periodos de Requerimiento de DIGO), para el conjunto de los GH se reconocerá un precio potencia garantizada DIGO ("PrecPotDIGO") para la remuneración de la PGO como:

Período	PrecPotDIGO [$/MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	360.000
Invierno: junio – julio – agosto	360.000
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	270.000

Para cada mes definido en los Periodos de Requerimiento de DIGO, para el conjunto de los generadores habilitados para Motores de Combustión Interna ≤ 42MW, se reconocerá un Precio Potencia Garantizada ("PrecPotDIGO") para la remuneración de la Potencia Garantizada Ofrecida como:

Período	PrecPotDIGO [$/MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	420.000
Invierno: junio – julio – agosto	420.000
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	330.000

En cuanto al factor de uso ("FU"), en cada mes "m" de transacción económica se calculará el FU para cada unidad generadora "g" ("FUgm") definido como:

FUgn = GenAñoMóvm / (DRPg.m.prom x hs año móvil)

Donde:

GenAñoMovm: Es la generación total de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “m” de emisión del DTE.

hs año móvil: horas totales en el año móvil previo al del mes “m” de emisión del DTE.

DRPg.m.prom.: Es la Disponibilidad Real de Potencia promedio de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “m” de emisión del Documento de Transacción Económica (“DTE”).

$$\mathbf{DRP_{g.m.prom}\ (MW)} = \frac{\sum_{mes\ m-12}^{mes\ m-1}(\mathbf{DRP}_{g.mes}\mathbf{x\ kFM})}{\mathbf{12}}$$

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

En el caso de la remuneración por disponibilidad de potencia, se detallaron los siguientes criterios:

(a) remuneración real de potencia (DRP); la DRP es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encuentre bajo mantenimientos programados y acordados y que se calculará para los GHT tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en el mes.

(b) remuneración de la disponibilidad de potencia: la remuneración mensual de potencia de un generador térmico será proporcional a la disponibilidad mensual, al FU de la unidad de generación y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico es una potencia media mensual descontando las horas correspondientes a los mantenimientos programados y acordados. Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del Agente Generador.

La indisponibilidad de la DIGO de una unidad generadora, derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico, que origine su indisponibilidad para el despacho económico, es responsabilidad del GH y será tratada como una indisponibilidad forzada.

(c) remuneración de la potencia de disponibilidad para los generadores que no declaren DIGO; la remuneración se configura con la DRP del mes valorizada al PrecBasePot [$/MW-mes]. La disponibilidad se determina descontando la potencia indisponible forzada y por mantenimientos programados o acordados.

REM BASE [$/mes] = PrecBasePot * DRP [MW] * kFM

Siendo:

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

(d) remuneración de la potencia garantizada ofrecida para los generadores que si declaran DIGO;

La remuneración de la PGO es una remuneración de potencia disponible (con tope como magnitud física a computar en la DIGO) que se valoriza como el precio PrecPotDIGO [$/MW-mes] de acuerdo a lo establecido a continuación.

(i) Si DRP ≥ DIGO

REM DIGO [$/mes] =(DRP – DIGO) [MW] * kFM * PrecMinPot + DIGO [MW] * kFM * PrecPotDIGO

(ii) Si DRP < DIGO

REM DIGO [$/mes] =MAX {REM BASE; DRP [MW] * kFM * PrecPotDIGO * DRP / DIGO}

Siendo:

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

e) Remuneración total de la disponibilidad de potencia para Generadores que no declaren DIGO**:** la remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calculará, para los generadores que no declaren DIGO, exclusivamente por lo indicado en el punto (c) y su aplicación será función del FU.

Si: FU < 30%

REM TOT ($/mes) = REM BASE * 0.6

Si: 30 %≤ FU < 70%

REM TOT ($/mes) = REM BASE * (FU + 0,3)

Si: FU >= 70%

REM TOT ($/mes) = REM BASE

f) Remuneración total de la disponibilidad de potencia para GHT correspondientes a Motores Combustión Interna ≤ 42MW que no declaren DIGO**:** la remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calculará, para los generadores que no declaren DIGO, exclusivamente por lo indicado en el punto (c) y su aplicación será función del FU.

Si: FU < 30%

REM TOT ($/mes) = REM BASE * 0.7

Si: 30 %≤ FU < 70%

REM TOT ($/mes) = REM BASE * (FU * 0.75 + 0.475)

Si: FU >= 70%

REM TOT ($/mes) = REM BASE

g) Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para GHT que si declaren DIGO: la remuneración total de la disponibilidad de la potencia para los generadores que declaren DIGO se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según corresponda, (d)**.** ítem a), (d)**.** ítem b) definidos anteriormente, y su aplicación será función del FU.

Si: FU < 30%

REM TOT ($/mes) = REM DIGO * 0.6

Si: 30 %<= FU < 70%

REM TOT ($/mes) = REM DIGO * (FU + 0,3)

Si: FU >= 70%

REM TOT ($/mes) = REM DIGO

h) Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para GHT correspondientes a Motores Combustión Interna ≤ 42MW que si declaren DIGO: la remuneración total de la disponibilidad de la potencia para los generadores que declaren DIGO se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según corresponda, (d)**.** ítem a), (d)**.** ítem b) definidos anteriormente, y su aplicación será función del FU.

Si: FU < 30%

REM TOT ($/mes) = REM DIGO * 0.7

Si: 30 %<= FU < 70%

REM TOT ($/mes) = REM DIGO * (FU * 0.75 + 0.475)

Si: FU >= 70%

REM TOT ($/mes) = REM DIGO

Respecto a la remuneración por disponibilidad de potencia en horas de alto requerimiento térmico, se estableció que los GHT recibirán una remuneración mensual por la potencia media efectivamente entregada en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT)

A tal efecto, se establece como período de evaluación de funcionamiento del parque generador en horas de máximo requerimiento térmico (HMRT), a las 50 horas, en las que se registre el mayor despacho de generación neta de origen térmico en cada uno de los meses del año calendario.

Estas horas se evaluarán como muestra el cuadro siguiente, analizando las horas de cada mes ordenadas de mayor a menor requerimiento térmico:

HMRT	**Períodos**			
	Verano	**Resto / Otoño**	**Invierno**	**Resto/Primavera**
HMRT-1	Primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			
HMRT-2	Segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			

La potencia media efectivamente entregada en las horas HMRT se remunerará al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (PrecPHMRT) según la siguiente fórmula: **RemPHMRT=**

Potgemhrt1 x PrecPHRT x FRPHRT1 + Potgemhrt2 x PrecPHRT x FURHRT2

Donde:

Potgemhrt1: es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-1 del mes correspondiente.

PrecPHRT: 37.500 $/MW

FRPHRT1: Factor de requerimiento primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo según tabla adjunta.

Potgemhrt2: es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-2 del mes correspondiente.

FURHRT2: Factor de requerimiento segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo según tabla adjunta.

HMRT	FRPHMRT [p.u.]			
	Verano	**Resto / Otoño**	**Invierno**	**Resto/Primavera**
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	0,0	0,6	0,0

Para la generación de origen térmico convencional, se reconocerá como máximo, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora “g”, los costos variables no combustibles [CostoOYMxComb] indicados en la siguiente tabla por la energía entregada en cada hora:

Tecnología/Escala	[CostoOYMxComb]			
	Gas Natural [$/MWh]	**FuelOil / GasOil [$/MWh]**	**BioComb. [$/MWh]**	**Carbón Mineral [$/MWh]**
CC grande P > 150 MW	240	420	600	
CC chico P ≤ 150MW	240	420	600	
TV grande P >100 MW	240	420	600	720
TV chica P ≤ 100MW	240	420	600	720
TG grande P >50 MW	240	420	600	
TG chica P ≤ 50MW	240	420	600	
Motores Combustión Interna	240	420	600	

En las horas donde la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía generada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.

Adicionalmente los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 84 $/MWh para cualquier tipo de combustible.

El volumen horario de la Energía Operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Cuando la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.

(iv) El precio estacional y el Fondo de Estabilización

El artículo 36 de la Ley 24.065 establece que en el Mercado "Spot" del MEM, se diferencian dos precios: (a) uno "horario", que perciben los vendedores y paga parte de la demanda: los usuarios que optan por abastecerse en el MEM; y (b) otro "estacional", que pagan los distribuidores, estabilizado semestralmente con ajustes trimestrales en función del precio horario esperado para el

siguiente período y los recursos existentes en el Fondo de Estabilización, los que deben ser suficientes para absorber en el período correspondiente los apartamientos entre ambos precios "Spot".

Conforme surge de lo establecido en el punto 5.7 del Capítulo 5 de los Procedimientos, las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio denominado “Fondo de Estabilización”.

En el Fondo de Estabilización se depositan los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Resulta importante advertir que la disponibilidad de recursos en el Fondo de Estabilización es tomada en cuenta al momento de sancionar el Precio de Mercado para el trimestre en cuestión para evitar excesos o faltantes en dicho Fondo, y que la existencia de recursos en el Fondo de Estabilización, permite evitar incrementos estacionales. Por el contrario, a menor existencia de dinero en el Fondo de Estabilización, existe menor probabilidad de sancionar precios bajos dentro de los valores resultantes para los distintos escenarios previsibles y viceversa.

Como consecuencia de las medidas adoptadas con posterioridad a la sanción de la Ley 25.561 los generadores de electricidad no pudieron trasladar a los usuarios finales los incrementos en los precios de los costos y especialmente del suministro de gas natural. Es decir, los montos pagados por usuarios finales no cubrieron los costos de la generación de electricidad.

Con motivo del déficit de fondos necesarios para hacer frente a todos los pagos debidos a los agentes del MEM, se emitió la Resolución de la ex Secretaría de Energía N° 406/03 que dispuso el siguiente orden de prioridad a aplicar para saldar deudas a favor de los acreedores del MEM en caso de no existir recursos suficientes (artículo 4): (a) las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al fondo unificado creado en virtud del Artículo 37 de la Ley N° 24.065; (b) los ingresos mensuales asignables a los fondos y cuentas del MEM; (c) el importe necesario para pagar los créditos pendientes a favor de los agentes del MEM una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos (d), (e) y (f); (d) los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MEM; (e) los montos correspondientes a: (i) la energía producida y entregada en el mercado "spot" horario valorizada a su costo operativo por los costos variables de producción declarados y aprobados para la generación térmica más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes; (ii) La energía producida y entregada en el mercado "spot" horario por las centrales hidroeléctricas, valorizada al costo medio representativo de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica establecido en el anexo 26 de los Procedimientos más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes: Ps. 2 /MW /hora; (iii) la remuneración correspondiente a los transportistas de energía eléctrica; (iv) los prestadores adicionales de la función técnica de transporte no distribuidores que tienen acreencias en el MEM por las operaciones de los Grandes Usuarios del mercado; y (f) los compromisos asumidos en relación con los anexos II, III, IV de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 01/03. Con el fin de superar estos problemas y teniendo en cuenta los pronósticos sobre el aumento futuro de la demanda, el Poder Ejecutivo Nacional ha puesto en marcha distintos programas y políticas de fomento a la disponibilidad de nueva capacidad de generación. Por ejemplo, los programas “Energía Plus” y “Energía Distribuida” fueron adoptados para fomentar la inversión privada en nuevas instalaciones de generación, permitiendo a sus propietarios vender la energía producida a precios suficientes para cubrir el costo de los proyectos más una rentabilidad razonable. El propósito de estas medidas no es solo el de superar la actual situación de escasez energética sino también el de agregar capacidad instalada para acompañar el crecimiento sostenido de la demanda que se prevén para el corto y mediano plazo.

En respuesta a los créditos que no le fueron pagados a los generadores eléctricos y que no reconocían fecha efectiva de pago () la es Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 712/2004 y creo el "Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista" (en adelante el FONINVEMEM). El FONINVEMEM está administrado por CAMMESA y tiene por objeto recaudar fondos a invertir en proyectos de generación de energía. Para aportar capital para el FONINVEMEM, la ex Secretaría de Energía Eléctrica invitó a todos los participantes del MEM que tenían Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir de enero de 2004 a diciembre de 2006 a contribuir estos créditos al FONINVEMEN. El FONINVEMEM les reembolsa a los aportantes privados el importe de los créditos aportados por cada uno de ellos en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, a partir de la fecha de habilitación comercial de las plantas, convertidos a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo aplicable, más intereses a la tasa de interés pautada en el acuerdo aplicable a cada proyecto. De acuerdo con los contratos para cada proyecto, una vez transcurridos los 10 primeros años de operaciones, los respectivos fideicomisos transferirán la propiedad de las plantas de Ciclo Combinado a las sociedades operativas, y estas últimas comenzarán a recibir ingresos por la venta de la energía eléctrica generada por las plantas. En esa oportunidad, las participaciones de los generadores privados en el capital de dichas sociedades operativas se reestructurarán, en función de las contribuciones efectuadas por cada parte.

En la fase inicial del FONINVEMEM, los generadores fueron autorizados a participar en la construcción de dos nuevas plantas de Ciclo Combinado de generación térmica de 800 MW (Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Timbúes).

Luego, en 2010, se celebró un acuerdo con los generadores del MEM a los efectos de fomentar el desarrollo de nueva capacidad de generación de electricidad para satisfacer la creciente demanda de energía y capacidad y también para facilitar la liquidación de los créditos que los generadores tenían con CAMMESA por las ventas de electricidad. En el marco de dicho acuerdo, Central Puerto y los grupos Endesa y Duke presentaron un proyecto para la construcción de Central Vuelta de Obligado, en Timbúes, Provincia de Santa Fe, y, a su vez, el Grupo AES presentó un proyecto para la construcción de la Central Guillermo Brown, en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires.

(v) La tarifa social

A través de la Resolución N° 1091/2017 y sus modificatorias, la ex Secretaría de Energía Eléctrica reguló el mecanismo de aplicación de la tarifa social y el esquema de incentivo al ahorro. A través del Consenso Fiscal suscripto el 13 de septiembre de 2018, luego ratificado por Ley N° 27.469, las Provincias acordaron que a partir del 1 de enero de 2019 cada jurisdicción definirá la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales.

Consecuentemente, a través de la Resolución. N° 366/18 la ex Secretaría de Gobierno de Energía dejó sin efecto -a partir del 1° de enero de 2019- la Resolución SEE 1.091/ 2017.

Programa de Energía Renovable: Leyes N° 26.190 y N°27.191

En los últimos años la República Argentina ha priorizado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En ese sentido, no sólo se ha dictado normativa tendiente a regular e incorporar este tipo de energías al MEM, sino que también le ha dado impulso otorgando incentivos a través de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

A los efectos de promover las energías renovables, en diciembre de 2006 se sancionó la Ley Nº 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía (el "Régimen Promocional"). Las fuentes de energía renovables contempladas en este régimen son las eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (centrales hidroeléctricas hasta 30MW), biomasa, y gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de los usos previstos en la Ley Nº26.093 de Biocombustibles). El objetivo de la Ley N° 26.190 es aumentar la proporción de energía proveniente de fuentes renovables al 8,00% del consumo de energía eléctrica nacional dentro de un plazo de 10 años desde su puesta en marcha. La Ley N° 26.190 estableció también un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables que regirá por 10 años. El régimen establecido por la Ley N° 26.190 está excluido del régimen general de remuneración regulado por la Resolución SE N° 95/13 (tal como se describirá más adelante).

Los beneficiarios de este régimen pueden ser las personas humanas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables en Argentina, aprobados por la Autoridad de Aplicación. La energía debe estar destinada al MEM o a la prestación de servicios públicos.

El 23 de septiembre de 2015, la Ley Nº 26.190 fue modificada por la Ley Nº 27.191. Las modificaciones introducidas apuntan a establecer el marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, incrementando el grado de participación de las fuentes renovables. Para tales efectos, entre otras cuestiones, la normativa:

- Fija metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de electricidad de Argentina, en términos del porcentaje mínimo de electricidad generada a partir de energías renovables que están obligados a consumir al 31 de diciembre de los siguientes años: 8,00% para 2017, 12,00% para 2019, 16,00% para 2021, 18,00% para 2023, y 20,00% para 2025.
- Modifica y expande los beneficios fiscales para proyectos elegibles.
- Crea el FODER, que se constituirá como un fideicomiso en el que el Estado Nacional actuará como fiduciante y fideicomisario, el BICE será el fiduciario y los titulares de proyectos de inversión aprobados serán los beneficiarios. El fondo deberá aplicar los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, a la realización de aportes de capital, la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Establece obligaciones para los Grandes Usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales, o bien comprar dicha electricidad a los generadores (directamente o través de distribuidores o agentes de energía eléctrica, o bien a través de CAMMESA, el operador del mercado mayorista), a un precio que no podrá exceder un promedio de US$113/MWh hasta el 30 de marzo de 2018 y, de allí en adelante, al precio que determine la Autoridad de Aplicación. La opción de cumplir las metas de consumo a través de CAMMESA o bien de manera individual se puede ejercer periódicamente, siguiendo al efecto el procedimiento que se describe más adelante.

Conforme al Decreto 531/2016 (modificado por Decretos N° 471/2017 y 962/2017), el Gobierno Nacional estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía, delegando los procedimientos para el cumplimiento

de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER, en la ex SGE. Los aspectos más importantes de la reglamentación son los siguientes:

(i) Alcance del Régimen Promocional

Se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciaciones de existentes, adquisición de equipos nuevos o usados, en la medida que se utilicen bienes nuevos, obras y otros servicios para el proyecto que estén directamente conectados a este último. Podrán acceder los proyectos que, habiendo sido seleccionados bajo las Resoluciones N° 220/2007, 712/2009 y 108/2011 de la por entonces Secretaría de Energía, su construcción no haya comenzado aún y hayan sido seleccionados por la Autoridad de Aplicación y el contrato celebrado se rescinda. Podrán también acceder aquellos proyectos cuya construcción ya hubiere comenzado, en la medida que se acepten modificaciones a los contratos celebrados conforme lo requiera la Autoridad de Aplicación. La autoridad de aplicación debe establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados y definir los beneficios promocionales a otorgar a cada uno de ellos.

Las metas previstas en la ley son auditadas anualmente. Se admitirá un margen de error para los usuarios del 10,00% por año para el cumplimiento de las metas de consumo de energía de fuente renovable establecido por la ley.

La Autoridad de Aplicación establecerá los términos y condiciones bajo los cuales asignará un porcentaje de los fondos de la cuenta de financiamiento del FODER a favor de proyectos de desarrollo de la cadena de valor de fabricación local de equipos de generación de energía de fuentes renovables, partes o elementos componentes.

(ii) Beneficios fiscales otorgados por la Ley N° 26.190

El Régimen Promocional anterior contemplaba los siguientes beneficios impositivos, a saber:

- Devolución anticipada del IVA de los bienes nuevos amortizables del proyecto. El IVA facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, 3 períodos fiscales contados desde aquél en el que se hayan realizado las inversiones o, en su defecto, le será devuelto en el plazo estipulado en la aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto se establezcan.
- Amortización acelerada de los bienes a efectos del impuesto a las ganancias: los beneficiarios podrán practicar amortizaciones por las inversiones correspondientes a los proyectos efectuadas con posterioridad a su aprobación y conforme a los plazos que allí se establezcan. Estas amortizaciones están sujetas a un tratamiento diferenciado según el momento en que se hayan realizado: dentro de los primeros, segundos o terceros 12 meses posteriores a la aprobación del proyecto. Esta alternativa está sujeta a la condición de que los bienes permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante por lo menos tres años.
- Falta de cálculo del impuesto a la ganancia mínima presunta establecido por la Ley 25.063 de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la ley de energía renovable. Este beneficio comprende los tres años fiscales anteriores a la finalización del proyecto correspondiente. Los bienes deben estar afectados al proyecto relevante y tuvieron que haber sido adquiridos por la compañía luego de la aprobación del proyecto.

El régimen también prevé una remuneración adicional en ciertos casos. En este sentido, los proyectos gozarán además de una remuneración adicional equivalente a US$0,015 por KW/h a los generadores de energía proveniente de fuentes renovables, excepto en el caso de energía solar, cuyos generadores cobrarán US$0,9 por KW/h. Dicha remuneración adicional se abonará según: 1°) la sustitución de combustibles, 2º) el involucramiento de la industria argentina y la creación de oportunidades de trabajo y 3°) el tiempo que insuma la puesta en marcha del proyecto.

(iii) Beneficios fiscales bajo el régimen de la Ley 27.191

El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

- Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto.
- Extensión a 10 años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los quebrantos originados en la actividad promovida sólo podrán compensarse con utilidades netas resultantes de la misma actividad.
- Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, hasta el octavo ejercicio inclusive desde la puesta en marcha del proyecto (incluido el primer ejercicio). Los

activos beneficiados son los que se afecten al proyecto promovido e ingresen al patrimonio del titular del mismo con posterioridad a la aprobación de dicho proyecto.

- Exención del impuesto del 10,00% sobre los dividendos distribuidos por las sociedades titulares de proyectos promovidos que se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura en Argentina.
- Certificado fiscal aplicable al pago de Impuesto a las Ganancias, IVA, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta e Impuestos Internos por un importe equivalente al 20,00% del valor de los componentes fabricados en Argentina de las instalaciones electromecánicas, en la medida en que el 60,00% de dichos componentes (excluyendo la obra civil) sean de fabricación nacional. Cuando los componentes no se fabriquen en Argentina o su producción sea insuficiente, el porcentaje se reduce al 30,00%. La cesión del certificado fiscal estará sujeta a que no se registre deuda líquida exigible con la AFIP.

Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos de impuestos; exención al pago de derechos de importación y tasa de estadística por la introducción de bienes de capital nuevos, equipos especiales o partes o componentes de los mismos, necesarios para –entre otros objetos- la ejecución del proyecto; y la liberación de tributos especiales, cánones o regalías de cualquier jurisdicción al acceso y utilización de fuentes renovables de energía, en las jurisdicciones que adhieran al régimen, hasta el 31 de diciembre de 2025, sin incluir eventuales cánones por el uso de tierras fiscales donde se instalen los emprendimientos.

Los interesados en participar del Régimen Promocional deberán renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes Nº 25.019 y 26.360, en tanto que los proyectos beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen Promocional si a la fecha de su presentación no hubieran comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados.

(iv) Uso de fuentes renovables de energía para la producción de energía eléctrica: Res. Gral. AFIP N° 4101-E/2017

Se establecen las formalidades para que los sujetos incluidos en el Régimen de Fomento Nacional puedan presentar, solicitar y efectivizar la acreditación o devolución anticipada del gravamen facturado.

Los responsables inscriptos en el impuesto al valor agregado que realicen inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, pueden solicitar la acreditación por los gravámenes a cargo de AFIP del impuesto al valor agregado que se hayan facturado por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital, nuevos en todos los casos, o la realización de obras de infraestructura, electromecánicas y de montaje de acuerdo al régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (Ley N° 26.190) o, la devolución anticipada.

Para acceder a la acreditación del gravamen facturado contra otros impuestos a cargo de AFIP se deberá contar con el Certificado Inclusión establecido previsto en el Decreto Reglamentario N° 531/2016 y estar incluido en las previsiones del art. 3 la Resolución N° 202/2016 - E del ex MEyM.

Asimismo, la norma establece los distintos requisitos fiscales necesarios para solicitar las acreditaciones, tales como contar con CUIT, el alta de los impuestos, mantener actualizado el código de la actividad desarrollada, entre otros. También se puso a disposición del solicitante un servicio "Ley 26.190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía", disponible en el sitio "web" de AFIP (http://www.afip.gob.ar). Las solicitudes se presentan una por periodo fiscal del IVA a partir del día 21 del mes en que opera el vencimiento.

El sistema establecido permite además cancelar las deudas impositivas en tanto se trate del mismo sujeto en carácter de titular pasivo de la deuda y titular activo del crédito así como de desistir de la solicitud presentada.

(v) Régimen de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovables: Res. Ex MEyM N° 281-E2017

El 22 de agosto de 2017, el ex MEyM publicó la Resolución Nº 281-E/17 aprobó el “Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable” (también conocido como “MATER”).

El objeto de la norma es incentivar una participación dinámica en el mercado a término y fomentar el aumento de los contratos privados entre los agentes y participantes del MEM. Su objeto es proporcionar una alternativa viable para la compra de energía a las licitaciones de CAMMESA.

Esta Resolución permite a los Grandes Usuarios cumplir con sus cuotas de consumo en energía eléctrica de fuente renovable a través de (i) el sistema de compra conjunta (es decir, a través de CAMMESA), (ii) la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía -CAE- privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los CAEE suscriptos en el mercado a término (fuera del sistema de compra conjunta) podrán negociarse libremente entre las partes con respecto al plazo, las prioridades, los precios y otras condiciones contractuales.

El Artículo 7 de la Resolución Nº 281 establece que mientras esté operativa la restricción del transporte, las siguientes centrales de generación de energía eléctrica tendrán (i) la misma prioridad de despacho entre sí y (ii) primera prioridad de despacho en relación

con proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que operen en el mercado a término sin prioridad de despacho asignada:

- centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes de energía renovable que hubieren entrado en operación comercial con anterioridad al 1° de enero de 2017;
- centrales que suministren su energía en el marco de los PPA celebrados en los términos establecidos en las Resoluciones N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con posterioridad al 1° de enero de 2017;
- centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de PPA celebrados con CAMMESA en virtud del Programa RenovAr;
- centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de la Resolución MINEM N° 202/2016; y
- centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable (por ejemplo, en el marco de PPA en el ámbito privado) que hubieren obtenido la asignación de prioridad de despacho de conformidad con el régimen instaurado por la Resolución Nº 281.

Para la expansión de los proyectos antedichos es preciso presentar una solicitud de prioridad de despacho ante CAMMESA que entonces evaluará las presentaciones a intervalos trimestrales y confeccionará un listado de prioridades de despacho otorgadas en puntos de interconexión o corredores de transmisión con restricciones sobre la capacidad de transmisión.

Asimismo, creó el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (REMPER) para el registro de todos los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable.

Se estableció que el Organismo Encargado del Despacho publicaría en el sitio web con actualización mensual, la capacidad de transporte disponible para la incorporación de energía producida por centrales de generación, cogeneración o autogeneración de fuentes renovables, consignando la información de que disponga sobre las solicitudes de acceso ingresadas y en trámite.

La normativa en cuestión también previó un orden de prioridad ante casos de congestión del sistema de transmisión y mientras esté operativa la restricción del transporte, para el despacho de energía generada por las centrales de generación eléctrica de fuentes renovables. La prioridad de despacho también se reguló para la capacidad de transporte futura.

Luego por intermedio de la Resolución 230/2019 de la ex SGE se modificaron los artículos 11 y 12 del Anexo I, y se incorporó el artículo 11 bis, de la Resolución 281/17, a efectos de flexibilizar el requisito temporal para obtener la extensión del plazo para alcanzar la habilitación comercial. Asimismo, también se flexibilizó las oportunidades para que los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) informen al OED su decisión de quedar excluidos de las Compras Conjuntas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 17 del anexo de la resolución 281/2017. Por su parte, esta Resolución 230/2019 modificó el artículo 42 del Anexo de la Resolución 281/2017 que prevé el procedimiento por el incumplimiento del consumo obligatorio que corresponde por cada GUH excluido del mecanismo de Compras Conjunta. A su vez, se reguló la posibilidad de relocalizar los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable a los que se les hubiere asignado prioridad de despacho en los términos del artículo 10 del anexo a la resolución 281/2017, siempre que se cumplan con las condiciones allí detalladas.

El 21 de mayo de 2020, por intermedio de la Nota NO-2020-33443613-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a suspender temporalmente el cómputo de plazos de los contratos celebrados en el marco de los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), de la Resolución ex SE Nº 712/2009 (GENREN), de las Resoluciones ex MEyM Nº 202/2016 (conversión GENREN) y 281/2017 que establece el Mercado a Término Renovable ("MATER"), y de la Resolución de la ex SEE Nº 287/2017 (licitación de nueva oferta a partir de proyectos de "cierre de ciclo combinado" y "cogeneración"). En este contexto, CAMMESA debía suspender tanto el cómputo de plazos como las intimaciones de los hitos de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica referidos, que no cuenten con habilitación comercial, incluyendo el plazo de las Fechas Programadas de Avance de Obra y de Habilitación Comercial (definidas en cada contrato) y; de Habilitación Comercial Comprometida para los proyectos de energía renovables que cuenten con asignación de prioridad de despacho en el marco del MATER. Asimismo, CAMMESA debía realizar todos los actos y gestiones necesarios para conservar la vigencia de los derechos que le asisten en el marco de los contratos celebrados, como así también los derechos de la Secretaría de Energía y del Estado Nacional. Esta suspensión fue instruida con efecto retroactivo a la fecha de la entrada en vigencia de la Ley 27.541 -el 31/12/2019- y se extenderá por todo su plazo de vigencia, que fuera hasta el el 30 de junio de 2020.

A raíz de tal decisión, todos los proyectos que no hubieran alcanzado -a la fecha de la nota- la habilitación comercial, y que sean habilitados comercialmente dentro de este período de suspensión, serían considerados como habilitados en tiempo y forma. Por otro lado, aquellos proyectos en que la habilitación comercial efectiva no se produzca dentro del período comprendido en la suspensión dispuesta, se consideraría como fecha comprometida de habilitación comercial el último día de la suspensión referida.

La nota NO-2020-33443613-APN-SE#MDP fue reemplazada por la nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP del 10 de junio del 2020, la cual instruyó a CAMMESA la suspensión temporal del cómputo de plazos en el marco de la ejecución de los contratos de los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), Resolución ex SE N° 712/2009, Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 y de la

Resolución Ex SEE N° 287/2017, y de los proyectos en el marco de la Resolución ex MEyM N° 281/2017. La instrucción sólo resultó aplicable a los proyectos que no hubieran sido habilitados comercialmente al momento del inicio de la vigencia de la suspensión instruida, esto es desde el 12 de marzo de 2020 hasta el 12 de septiembre de 2020 ambos inclusive.

La nota en cuestión ordenó la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las Fechas Programadas de Avance de Obras -según se las define en los respectivos Contratos, tanto respecto del incremento de la Garantía de Cumplimiento de Contrato como de la imposición de las multas previstas, según corresponda en todos los contratos celebrados en el marco de las resoluciones antes referidas.

Asimismo, se instruyó la suspensión temporal de las notificaciones referidas al incumplimiento de la Fecha Prevista de Habilitación Comercial (FPHC) de los proyectos con prioridad de despacho asignada en los términos de la Resolución ex MEyM N° 281/2017 y del cobro de los pagos previstos en el Artículo 11 del anexo de la resolución citada, modificado por la Resolución SGE N° 230/2019, manteniendo en todos los casos las respectivas prioridades de despacho otorgadas.

Además, CAMMESA debía realizar todos los actos y gestiones necesarias a los efectos de conservar la vigencia de los derechos que la asisten en el marco de los Contratos celebrados, pudiendo requerir en su caso la renovación de garantías que correspondan y cualquier acción en resguardo de sus derechos, como también de los derechos de la Secretaría de Energía y del Estado Nacional.

Luego, mediante nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC del 10 de septiembre de 2020 se instruyó nuevamente a prorrogar los plazos dispuestos en la NO-2020-37458730-APNSE#MDP de fecha 10 de junio del 2020 hasta el 15 de noviembre de 2020 aplicable para aquellos proyectos que no hubieran sido habilitados comercialmente a partir del 12 de marzo inclusive.

En esta oportunidad se volvió a requerir a CAMMESA que realice todos los actos y gestiones necesarias a los efectos de conservar la vigencia de los derechos que la asisten en el marco de los Contratos celebrados, y advirtió que cada Agente Generador debía presentar en el término de diez días corridos ante CAMMESA una nota efectuando la renuncia de presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el ESTADO NACIONAL, la SECRETARÍA DE ENERGÍA y CAMMESA en relación a las demoras en cada uno de los proyectos que sea titular y en razón de la emergencia sanitaria. También se encargó a CAMMESA que remita a la Secretaría de Energía un informe circunstanciado relacionado con cada programa donde se detalle por cada proyecto la Fecha Prevista de Habilitación Comercial, y se justifique la imposibilidad y/o dificultad o demora en el avance de la obra.

Finalmente, el 18 de diciembre de 2020 se dictó la nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC por la que instruyó nuevamente a CAMMESA a dar por prorrogados los plazos dispuestos en las Notas Nros. NO-2020-37458730-APNSE#MDP y NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC por el plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días corridos contados desde el 16 de noviembre de 2020, a los Proyectos que incluyó en una lista consignada en la nota NO-2020-90839644-APN-SE#MEC del 28 de diciembre del 2020. La nota nuevamente incluyó un pedido a CAMMESA para que lleve adelante los actos de conservación necesarios y para que los Agentes Generadores formalicen la renuncia de presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el ESTADO NACIONAL por el período de prórroga. Esta suspensión se prorrogó entonces hasta el 31 de diciembre de 2020.

(vi) Régimen de inscripción al RENPER: Disposición N° 1-E/18 y Resolución N° 292/18 del ex Ministerio de Energía

Se establecen los procedimientos de inscripción del registro creado mediante el art. 9 de la Resolución N° 281-E2017 del ex MEyM determinándose las formas de otorgamiento del certificado de inclusión con los beneficios fiscales que prevé el régimen. También se estableció el valor de referencia de las inversiones y el monto máximo de beneficios fiscales, así como el mecanismo de desempate para la asignación de prioridad de despacho en caso de capacidad de transporte o transformación insuficiente, determinando los requisitos técnicos para ello. En cuanto a los mecanismos de desempate se definió uno en razón de los beneficios fiscales, asignándose la prioridad al proyecto que hubiera declarado el menor monto de beneficios fiscales por megavatio.

Asimismo, se previó la posibilidad de permitir a los titulares de proyectos de generación asumir la responsabilidad y el costo íntegro de las obras de ampliación de la capacidad de transmisión y transformación que resulten necesarias para la conexión de las nuevas centrales, y solicitar la prioridad de despacho por ampliaciones.

Se fijó un plazo para que la inscripción al registro se efectúe dentro de los quince (15) días hábiles desde la presentación de la solicitud, plazo prorrogable solo en caso de que la totalidad de los proyectos presentados supere la estimación del tiempo para resolverlos.

Los excedentes de autogeneradores se pueden comercializar de acuerdo al régimen previsto en la N° 281-E2017.

Por otra parte, la Res. ME N° 292/18 regula el régimen general para la modificación de la localización de los proyectos, estableciendo que puede modificarse el sitio en el que se localizarán los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable comprometidos en el Contratos de Abastecimiento celebrado o a celebrarse entre sus titulares y CAMMESA en el marco de las rondas 1, 1.5 y 2 del programa RenovAr en tanto se cumplan determinados requisitos y la solicitud sea presentada ante CAMMESA.

A través de la Disposición 111/2019 de la por entonces Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, se modificó el artículo 19 de la disposición 1/2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería, y se dispuso que la decisión de desistir de la prioridad de despacho y solicitar la devolución de la caución, debería estar

acompañada de la renuncia del titular del proyecto a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, relacionados con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto, y de una declaración por la que el titular del proyecto se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier tipo de reclamo de sus accionistas o sociedades controlantes, contraladas o vinculadas, relacionadas con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto.

(vii) Registro de Proveedores de Energías Renovables INTI – ReProER: Resolución INTI N° 59/18

Mediante la Resolución N°59/18 del Instituto Nacional de Tecnología Industrial, se creó el Registro de Proveedores Energías Renovables disponiéndose que para verificar el origen nacional de los bienes electromecánicos que producen las empresas beneficiarias de proyectos de inversión que hayan firmado contrato en el marco de la ley N° 26.190 su modificatoria y decreto reglamentario, deben inscribirse al registro creado por esta norma.

Posteriormente, por intermedio de la Resolución 479/2019 de la ex SGE se reguló los requisitos y condiciones a cumplir por los titulares de proyectos que soliciten este beneficio, las garantías que debería constituir el beneficiario en caso de solicitarse el otorgamiento del Certificado Fiscal con carácter previo a la entrada en operación comercial del proyecto, y el alcance de dicho beneficio, de acuerdo con lo previsto en el inciso 6 del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por la ley 27.191.

Asimismo, por medio de la Resolución Conjunta N° 4618/2019 de la Administración Federal de Ingresos Públicos y la ex SGE se reguló el alcance del Certificado Fiscal, el deber de información de la entonces Secretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, la forma de cesión de los Certificados Fiscales, entre otros.

(viii) RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5, Ronda 2 y, Ronda 3): Licitación de proyectos para generación de energía renovable

Tras habilitar un período de consulta pública para enviar comentarios y sugerencias a la versión preliminar del pliego de condiciones y de los CAEE-y atento a la proximidad del período para presentar ofertas en la "Ronda 1" del Programa Renovar, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 882/2016 de necesidad y urgencia publicado en el Boletín Oficial de la República Argentina el 22 de julio de 2016, el cual reformó y estableció distintas precisiones en torno al marco legal del Régimen de Promoción.

A continuación, se citan las principales medidas introducidas por el Decreto N° 882/2016.

- Cupo fiscal: Para el año 2016, se aprobó un presupuesto de US$ 1.700.000.000 a destinar a los beneficios promocionales que se ofrecen en el marco del Régimen de Promoción. En caso de que este presupuesto específico no se asignara en su totalidad en 2016, se trasladará automáticamente al año siguiente.
- Vigencia de los CAEE: A los fines de recuperar la inversión y obtener un retorno razonable, los CAEE tendrán una vigencia máxima de 30 años.
- Opciones de compra y venta: Los CAEE pueden establecer derechos a favor: (a) del Gobierno de adquirir la generación de energía o los respectivos activos ante incumplimientos materiales que constituyan causales de extinción contractual. El precio de compra será inferior a la inversión no amortizada en oportunidad de ejercerse la opción; (b) del propietario del proyecto de vender la generación de electricidad o sus respectivos activos ante el acaecimiento de alguna de las "causales de ejercicio de la opción de venta" por un precio que, en ningún caso, podrá exceder la inversión no amortizada en oportunidad del ejercicio de la opción.
- Los CAEE se rigen por el derecho privado argentino.
- Elección del foro: En los CAEE pueden dejarse asentados métodos alternativos de resolución de conflictos, con base en Argentina o en el extranjero, para dirimir conflictos en torno a la interpretación o celebración de dichos contratos, o conflictos que puedan surgir de los contratos firmados entre el Gobierno o el FODER con los beneficiarios del Régimen de Promoción.
- FODER: Como consecuencia del dictado del Decreto N° 13/2015 a través del cual se creó el ex MEyM, el Decreto N° 882/2016 reemplazó los párrafos 2, 3, 7, 8 y 9 del Artículo 7 de la Ley N° 27.191 y procedió a modificar el rol del Gobierno en el FODER, quedando el ex MEyM constituido como fiduciante y fideicomisario del FODER. Asimismo, confirió facultades al Ministro de Energía y Minería (o a la persona que éste designe en su reemplazo) para aprobar el contrato de fideicomiso por el que se rige el FODER y para firmar el contrato de fideicomiso con el fiduciario.
- Garantía de pago de la opción de venta: El decreto facultó al ex Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas a emitir y entregar letras del tesoro al FODER (por un valor nominal máximo de hasta US$ 3.000.000.000 o su equivalente en otras divisas), en nombre y representación del ex MEyM y como garantía de pago en caso de que el propietario ejerza la opción de venta y enajene la planta de generación.

Para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2017 se aprobó un cupo fiscal de US$ 1.800.000.000 para ser asignado a los beneficios promocionales (Ley 27.341).

Para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2018 se aprobó un cupo fiscal de US$ 1.421.250.000 para ser asignado a los beneficios promocionales (Ley 27.431).

Para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2019 se aprobó un cupo fiscal de US$ 500.000.000 para ser asignado a los beneficios promocionales (Ley 27.467).

Para el año que termina el 31 de diciembre de 2021 se aprobó cupo fiscal de $18.500.000.000 para ser asignado a los beneficios promocionales (Ley 27.591).

La Ley N°27.431 a través de la cual se aprobó el presupuesto para el año 2018 facultó al Ministerio de Finanzas, a la emisión y entrega de Letras del Tesoro en garantía al FODER, por cuenta y orden del ex MEyM, hasta alcanzar un importe máximo de valor nominal de dólares estadounidenses dos mil cuatrocientos veintidós millones quinientos mil (US$ 2.422.500.000), o su equivalente en otras monedas, contra la emisión de certificados de participación por montos equivalentes a las letras cedidas a favor del ex MEyM, para ser utilizadas como garantía de pago del precio de venta de la central de generación, adquirida conforme lo previsto en los artículos 3° y 4° del decreto dictado en Acuerdo General de Ministros 882 del 21 de julio de 2016.

Respecto de la Ley N°27.467 a través de la cual se aprobó el presupuesto para el periodo de 2019 facultó al ex Ministerio de Hacienda, a la emisión y entrega de letras del Tesoro en garantía al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de las Energías Renovables FODER, por cuenta y orden de la ex SGE, hasta alcanzar un importe máximo de valor nominal de U$S 120.000.000, o su equivalente en otras monedas conforme lo determine dicho órgano coordinador, contra la emisión de certificados de participación por montos equivalentes a las letras cedidas a favor del entonces ex MEyM, para ser utilizadas como garantía de pago del precio de venta de la central de generación, adquirida conforme lo previsto en los artículos 3° y 4° del Decreto N° 882/2016.

La Resolución N° 136/2016, emitida por el ex MEyM y publicada en el Boletín Oficial el 26 de julio de 2016, abrió el proceso de convocatoria abierta para presentar ofertas para la Ronda 1 del Programa RenovAr. Asimismo, la Resolución N° 136/2016 aprobó el pliego de condiciones de la citada licitación y el contrato de compra de energía.

De conformidad con los términos y condiciones de dicha convocatoria, el Contrato de Abastecimiento de Energía –CAEE- relevante deberá incluirlas siguientes características y contenidos principales:

- Objeto del Contrato: La venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM a partir de la fecha en la que se autorice a la central de generación a operar en el MEM y por el plazo de vigencia del contrato.
- Parte Vendedora: el agente generador, cogenerador o autogenerador del MEM cuya oferta sea aceptada conforme lo dispuesto en esta resolución y normativa complementaria dictada por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica.
- Parte Compradora: CAMMESA en representación de los distribuidores y Grandes Usuarios del MEM (hasta su cesión a los agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM) con el objeto de alcanzar los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados a partir del 31 de diciembre de 2017 para la demanda de energía eléctrica en el MEM.
- Vigencia: Hasta un máximo de 20 años desde la fecha de inicio de las operaciones.
- Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
- Energía comprometida a entregar por año.
- Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la energía eléctrica suministrada, determinada en base al precio ofertado en Dólares Estadounidenses por Megavatios por hora (US$/MWh).
- Las condiciones de la garantía de cumplimiento del contrato de compra de energía de la parte vendedora.
- El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI.
- Los recursos a invocar por incumplimiento contractual.
- La aplicación de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
- La prioridad de pago de los contratos de compra de energía será primera en el orden de prelación y será equivalente a la que tienen los pagos adeudados al MEM.

El 5 de septiembre 2016, una vez finalizado el período para presentar ofertas en la Ronda 1 del programa Renovar, el Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, y el Subsecretario de Energías Renovables, Sebastián Kind, anunciaron que se habían presentado 123 ofertas por un total de 6.366MW, 6 veces más de los 1.000MW licitados originalmente.

El 7 de octubre de 2016, el ex MEyM finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable, por medio de la Resolución N°213/2016 el Ministerio adjudico 1108,65MW de potencia a un precio promedio de US$.59,58, los cuales

incluye un proyecto de biomasa, 12 proyectos de energía eólica y cuatro proyectos de energía solar distintos. La Compañía resulto adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 100MW a un precio de US$ 61,50.

Mediante la Resolución N° 252/2016, el ex MEyM instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar en el Proceso de Convocatoria Nacional e Internacional "RenovAr Ronda 1.5" sobre los proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1 del Programa RenovAr, con el objeto de la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación

Dicha resolución estableció que los oferentes podían estar integrados por las mismas personas humanas o jurídicas integrantes de los oferentes presentados en la Ronda 1 o bien, podían variar su integración total o parcialmente.

A su vez, el ex MEyM convocó, por medio de la Resolución N° 275/2017, a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación el "Programa RenovAR (Ronda 2)", con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM -hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM. Asimismo, aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y sus Anexos, e instruyó a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional convocado.

La Potencia Requerida total a adjudicar en dicha convocatoria fue de 1.200MW, distribuida por tecnología y región de conformidad con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones.

En el marco de la convocatoria, se procedió a la recepción en sobre cerrado (Sobres “A” y “B”) de las ofertas y a la apertura del sobre “A” de las 228 ofertas presentadas, por un total de 9.401,50MW de potencia ofertados.

Una vez cumplida la etapa de evaluación del sobre “A”, el Ministerio dictó la Resolución N° 23/2017 por la cual determinó la calificación de las ofertas presentada, individualizando aquellas que superaron la instancia de evaluación formal, técnica y legal, y que por lo tanto se encontraban en condiciones de acceder a la etapa de evaluación de las ofertas contenidas en los sobres “B”.

Luego de ello, se efectuó la apertura de los sobres “B” de las ofertas calificadas. CAMMESA confeccionó un informe no vinculante con el listado de ofertas con la distribución por tecnología indicada, recomendado la adjudicación a los oferentes preseleccionados. En efecto, la ex Secretaría de Energía Eléctrica emitió un informe técnico en el que propició confirmar las pre-adjudicaciones recomendadas por CAMMESA.

En virtud de lo expuesto, por medio de la Resolución N° 473/2017, el ex MEyM determinó las Ofertas que resultaron adjudicadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional Programa RenovAR. 2.0 un total de 228 proyectos, por un total de capacidad instalada de 9.401,50MW de potencia ofertado.

Adicionalmente, la citada Resolución invita a los oferentes de las ofertas calificadas de Proyectos de Biomasa, Biogás, Eólicos y Solares Fotovoltaicos, que no fueron adjudicadas, a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER bajo las condiciones establecidas en los artículos 6° y 7° de la Resolución N° 473/17, para cubrir un cupo del 50% de la Potencia Requerida por tecnología en el PBC de RenovAR 2.0.

La potencia requerida adicional resultante por Tecnología determinada en el artículo 6° de la Resolución N° 473/2017 es la que se indica a continuación: a) Tecnología Eólica: 275MW; b) Tecnología Solar Fotovoltaica: 225MW; y c) Tecnologías de Biomasa y Biogás –en conjunto–: 67,50MW.

A través de la Resolución N° 488/2017 el ex MEyM adjudicó los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos de la Resolución MEyM 275/2017 y la Resolución MEyM N° 473/2017.

De forma posterior, por intermedio de la Resolución 52/2019 (B.O. 15/02/2019), la ex SGE estableció que los titulares de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por las resoluciones 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM) y 488 del 19 de diciembre de 2017 (RESOL-2017-488-APN-MEM), ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, podrían solicitar una prórroga de los plazos contractuales comprometidos como avance de obras, si cumplieran con las condiciones que en tal resolución se dispusieron. La solicitud de la prórroga debía ser presentada ante la CAMMESA de forma previa al 30 de abril de 2019, inclusive.

A través de la Resolución N° 100/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía convocó a los interesados a ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”–, con el fin de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, con CAMMESA en representación de Agentes Distribuidores del MEM de conformidad con el pliego de bases y condiciones que al efecto se aprobaron. Se estableció además que, en la oferta, los interesados podrán solicitar los beneficios fiscales dispuestos por la ley N° 27.191 (*Régimen de fomento de energías Renovables*) y se los liberó de constituir garantías adicionales a la garantía de mantenimiento de oferta por la solicitud de los beneficios fiscales. Asimismo, se establecieron los cupos de montos máximos para el otorgamiento de beneficios fiscales y los valores de referencia para inversiones, para cada tecnología, a los efectos del cálculo de las erogaciones necesarias para alcanzar el principio efectivo de ejecución de cada proyecto, de acuerdo con lo previsto

en la Ley N° 27.191. A través de la Resolución N° 100/2018 de la ex SGE, también se estableció que las centrales de generación que se construyan como resultado de la adjudicación no poseerán prioridad de despacho frente a otras centrales de generación, autogeneración o cogeneración renovable que operen en el MEM en caso de congestión del SADI quedando excluidas de la prioridad prevista por la Resolución N° 281/2017 del ex MEyM. Con respecto a la prioridad de pago de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable a celebrar, se dispuso que será primera en el orden de prelación.

Mediante la Resolución N° 90/2019 (B.O. 12/03/2019) la ex Secretaría de Gobierno de Energía introdujo algunas modificaciones a la convocatoria efectuada por la Resolución SGE N° 100/2018, en línea con la estructura contractual propia de las rondas anteriores del Programa RenovAr, sin desatender las características específicas de MiniRen/Ronda 3, derivadas específicamente de la escala de los proyectos y el nivel de tensión en que se conectarán. Por ello se estableció que CAMMESA celebrará los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable como parte compradora, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM– como en las rondas previas del Programa RenovAr, en lugar de hacerlo en representación de los Agentes Distribuidores del MEM exclusivamente. Asimismo, se eliminaron los compromisos de carácter comercial que debía asumir el Agente Distribuidor, de acuerdo con el diseño inicial de la convocatoria, estableciéndose que los costos económicos de los contratos que se celebren serán asumidos por el total de la demanda, en los mismos términos establecidos para las rondas anteriores del Programa RenovAr. El llamado de convocatoria se orientó entonces a los interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el "Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3"– con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de acuerdo con el Pliego de Bases y Condiciones modificados al efecto. Con el dictado de esta norma modificatoria se estableció un nuevo cronograma completo para la convocatoria.

Luego, por intermedio de la Disposición 84/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética se calificaron las ofertas presentadas, y por la Disposición 91/2019 de esa misma Subsecretaría se adjudicaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos de la Resolución 100/2018 de la ex SGE, modificada por la Resolución 90/2019 de la por entonces SGE.

A través de la Resolución 64/2020 de la Secretaría de Energía, publicada en el B.O. del 28/04/2020, se prorrogó hasta el 30 de junio de 2020 el plazo para la firma de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) del Programa RenovAr Ronda 3 ("*MiniRen*"). Una vez vencido el plazo de prórroga de la Resolución, si los adjudicatarios no logran acreditar lo exigido por el Pliego de Bases y Condiciones para la firma del contrato, las adjudicaciones respectivas quedarán sin efecto automáticamente y se procederá a la ejecución de la garantía. Tanto el cómputo del plazo de prórroga establecido en la Resolución, como así también el cómputo de la fecha de habilitación comercial que se suscriban durante el período de prórroga, deberán contabilizarse desde el 24 de enero de 2020. Finalmente, el Secretario de Energía delegó a la Subsecretaría de Energía Eléctrica la facultad de dictar las normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la presente resolución.

A través de las notas reseñadas en el punto (v) se instruyó a CAMMESA la suspensión temporal del cómputo de plazos en el marco de la ejecución de los contratos de los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), Resolución ex SE N° 712/2009, Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 y de la Resolución Ex SEE N° 287/2017, y de los proyectos en el marco de la Resolución ex MEyM N° 281/2017.

Importaciones y exportaciones

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del Sistema de Transmisiones de Interconexión Internacional (el "IITS"), un servicio público sujeto a la concesión otorgada por la ex Secretaría de Energía. Bajo dicho régimen, a través de la Resolución N° 348/99 la ex Secretaría de Energía, otorgó a Interandes Sociedad Anónima la concesión del Transporte de Energía de Interconexión Internacional a través del Sistema de Transporte Güemes, el cuál conecta la Central Termoeléctrica Central de Salta en Güemes, Salta con el Paso Sico, en el límite con la República de Chile.

Todas las operaciones de importación o exportación realizadas en el mercado a término requieren la autorización previa de la Subsecretaría de Energía Eléctrica (Resolución N° 98/18 del ex MEyM, que modificó la Resolución N° 64/18 del ex MEyM, que remite a la Resolución N° 25/2016 del ex MEyM) y CAMMESA. Competencia que conserva hoy en día la actual Subsecretaría de Energía Eléctrica en los términos de las atribuciones conferidas por el Punto IX, del Decreto 50/2019 (modificado por el Decreto N° 804/2020).

Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley Nº 24.065, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos debido a su carácter de monopolios naturales. El Estado Nacional ha otorgado concesiones a empresas privadas que llevan a cabo dichas actividades, bajo ciertas condiciones tales como, parámetros de calidad de servicio y fijación de las tarifas que tienen derecho a cobrar por sus servicios.

El transporte de energía eléctrica está conformado por (i) un sistema de transporte en alta tensión (operado por la empresa TRANSENER, hoy co-controlada por el Grupo Pampa Energía y IEASA -ex ENARSA-), que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de electricidad entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y Grandes Usuarios que operan en dicha región.

Las empresas que participan de esta calidad de Transportista en el ámbito de una Región Eléctrica: 1) TRANSBA S.A. (Buenos Aires); 2) TRANSNOA S.A. (Noroeste); 3) TRANSPA S.A. (Patagonia); 4) TRANSNEA S.A. (Noreste); 5) DISTROCUYO (Cuyo).; 6) TRANSCOMAHUE (Comahue) y 7) Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN).

Existen otras modalidades bajo las cuales se presta la actividad del transporte de energía eléctrica (Transportista Independiente), pero que por estar sujetas a diversas reglas no se incluyen conceptualmente en la noción de transportista. La figura del Transportista Independiente se distinguen del transporte en virtud de carecer del título habilitante previsto por la ley 24.065 para prestar tal actividad de servicio público, cual es la concesión del servicio público de transporte; se hallan bajo supervisión de un transportista conforme los términos y condiciones de una "Licencia Técnica", y sus instalaciones se integran al sistema de transporte respectivo; y el sistema de remuneración, que combina etapas de construcción, amortización y operación y mantenimiento.

Algunas de las empresas que revisten la calidad de transportistas independientes, tanto en extra alta tensión como por distribución troncal, son 1) Líneas de Transmisión del Litoral S.A. (LITSA); 2) YACYLEC S.A.; 3) E.D.E.S.A.; 4) D.P.E.C.; 5) E.R.S.A.; 6) S.P.S.E.; 7) ENECOR S.A.

En el marco del régimen de los Contratos de Participación Público Privada -Ley N° 27.328- la ex Secretaría de Gobierno de Energía dictó la Resolución N° 81/2019 (B.O. 08/03/2019) mediante la cual llamó 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", que comprende la interconexión eléctrica en 500 kV E.T. Río Diamante – E.T. Charlone y obras complementarias, y la posterior prestación de los servicios de operación y mantenimiento, para el Proyecto de Participación Público-Privada denominado "*Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV*". Asimismo, aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y anexos. Este llamado a licitación fue prorrogado por el Decreto 554/2019 y por la Circular 4/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía, y dejado sin efecto por intermedio de la Resolución 124/2020 del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación.

La distribución de energía eléctrica sólo está regulada en el nivel federal para el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los partidos que integran las áreas metropolitanas del Gran Buenos Aires. Edenor opera en la zona norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires y Edesur opera en la zona sur, tanto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como del Gran Buenos Aires. En el resto del país, el servicio de distribución de electricidad está regulado a nivel provincial y sujeto a la concesión otorgada por las autoridades provinciales.

El 28 de febrero de 2019, en el marco de la instrucción otorgada por el artículo 124 de la ley 27.467, se firmó el Acuerdo de Transferencia de Jurisdicción del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica a la provincia de Buenos Aires y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, por medio del cual se traspasan la competencia respecto de las empresas EDENOR y EDESUR desde la órbita nacional. El acuerdo se publicó en el Boletín Oficial de la provincia de Buenos Aires el 2 de octubre de 2019 y de los puntos relevantes se puede señalar lo siguiente: (i) se otorga el policía sobre el servicio público que prestan las concesionarias a la jurisdicción de la provincia de Bs. As y CABA, (ii) se dispone la creación de un Ente bipartito de control y regulación, en reemplazo del ENRE, y hasta tanto eso suceda, provincia de Bs. As y CABA, el Estado nacional seguirá presente en la regulación del servicio eléctrico para asegurar la continuidad de las tareas de control y regulación, (iii) se resuelve que la provincia y CABA se comprometan a afrontar con recursos propios las erogaciones asociadas con la tarifa social desde el 1 de enero de 2019.

Sin embargo, mediante el artículo 7 la ley 27.541, el Congreso de la Nación suspendió lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la ley 27.467, en cuanto preveía que el ENRE, luego de impulsar los actos que sean necesarios para que las distribuidoras eléctricas Empresa Distribuidora Norte S.A. (Edenor) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur) pasen a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, mantendría sus funciones y facultades en todo aquello que no esté vinculado al servicio público de distribución de energía eléctrica. El servicio de transporte es prestado por concesionarios que operan y usan líneas de transporte de alta y media tensión. El servicio de transporte consiste en la transformación y el transporte de electricidad desde los puntos de entrega de los generadores a los puntos de recepción de los distribuidores o Grandes Usuarios. La Ley Nº 24.065 establece que las empresas de transporte deben ser independientes de otros participantes del MEM, y les prohíbe la compra y/o venta de energía eléctrica.

Las empresas de distribución se encargan de abastecer a los usuarios finales de electricidad que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por su nivel de consumo, tales como usuarios residenciales.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son: (a) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento; (b) un plazo de concesión de 95 años por el monopolio del servicio de suministro en un área o red de suministro, dividido en "períodos de gestión", con un plazo

inicial de 15 años y plazos posteriores de 10 años. Al término de cada período de gestión, el Gobierno Argentino debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y (c) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de precio tope o "price caps" y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de electricidad incluyen: (a) un cargo de conexión, (b) un cargo por uso de la capacidad de transporte, y (c) un cargo por la energía efectivamente transportada. Adicionalmente, las empresas a cargo del transporte pueden recibir un ingreso generado por la ampliación del sistema. Las tarifas de transporte se trasladan a los usuarios finales a través de los distribuidores.

Los cargos cobrados a los usuarios finales por las empresas de distribución incluyen: (a) el precio de compra de energía en el MEM (el precio estacional tal como fue descrito arriba), (b) los costos de transporte, (c) un valor agregado de distribución ("VAD") que remunera al distribuidor y (d) los impuestos. El VAD representa el costo marginal de brindar los servicios, incluidos los costos de inversión y desarrollo de redes, costos de funcionamiento, mantenimiento y comercialización, como también depreciación y un retorno razonable del capital invertido. Las tarifas así determinadas deben permitir a un distribuidor eficiente cubrir sus costos de funcionamiento, financiar la renovación y mejora de sus instalaciones, satisfacer la demanda creciente, cumplir con los estándares de calidad establecidos y obtener un retorno razonable, y a la vez cumplir con ciertos estándares de eficiencia de funcionamiento y operaren consonancia con las cantidades invertidas y con los riesgos nacionales e internacionales inherentes a sus operaciones.

En enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 convirtió a pesos las tarifas de transporte y distribución de electricidad y declaró la nulidad de los mecanismos de ajustes. Como consecuencia de ello las tarifas fueron congeladas por más de 6 años. Durante este periodo, sólo tuvieron aumentos limitados y de pequeña escala.

El proceso de renegociación de contratos dispuesto por la Ley de Emergencia Pública para los contratos de carácter público sujetos a jurisdicción federal, incluyendo las concesiones otorgadas para el transporte y distribución de electricidad en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, progresó muy lentamente.

Después de más de cinco años de negociaciones los transportistas y distribuidores de electricidad llegaron a un acuerdo con el Gobierno Nacional con la participación de la ("UNIREN") constituida en el ámbito de los ex Ministerios de Economía y Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Como resultado de estas negociaciones, las tarifas de transporte solo tuvieron los aumentos limitados y de pequeña escala mencionados antes. En el sector de distribución, los acuerdos de renegociación establecieron incrementos limitados en sus ingresos y en parte de las tarifas (a saber, el VAD). Estos incrementos fueron generalmente aplicados a usuarios comerciales e industriales, mientras que una Revisión Integral Tarifaria que incluya a los usuarios residenciales fue pospuesta varias veces. Esta demora en actualizar las tarifas provocó un desequilibrio en los pagos que los distribuidores efectuaban a CAMMESA y en las sumas que los generadores cobraban a CAMMESA, todo lo cual trajo aparejada escasez en el fondo de estabilización y demoras en el pago a generadores.

A través del Decreto 367/16 se impulsó el proceso de realización de la Revisión Tarifaria Integral que surja de los acuerdos integrales de renegociación contractual, mediante el cual se fijará el nuevo régimen tarifario del servicio de que se trate.

En 2017 el ENRE aprobó la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") para los concesionarios de transporte de energía eléctrica. En forma previa a la aprobación de la RTI el ENRE: (i) aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo (Resolución Nº 552/2016, rectificada por su similar N° 580/2016); (ii) aprobó la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que los concesionarios de transporte debían tener en cuenta para la determinación de sus ingresos; (iii) convocó a la realización de una Audiencia Pública a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral.

Mediante las Resoluciones N° 37/2018, 38/2018, 39/2018, 40/2018, 42/2018, 44/2018, 45/2018 y 46/2018, modificadas por las Resoluciones N° 99/2018, 100/2018, 101/2018, 102/2018, 103/2018, 104/2018, 105/2018 y 106/2018 respectivamente, el ENRE aprobó los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de febrero de 2018 de TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSPA S.A., DISTROCUYO S.A., EPEN, TRANSCOMAHUE S.A.

A través de la Resolución N° 1085/2017 (B.O. 30/11/2017) la ex Secretaría de Energía Eléctrica aprobó la metodología de distribución del costo que representa la remuneración del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal en el MEM. En este régimen de asignación de costos del servicio de transporte de energía eléctrica se estipuló la participación de los agentes del MEM, tanto demandantes como aportantes y se estableció que los costos asociados a la remuneración de las empresas de transporte se distribuyen en función de la demanda y/o aporte de energía de cada Agente del MEM según sea el caso (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Generadores), vinculados directa y/o indirectamente al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y/o al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, descontando los costos asignados a los Agentes Generadores en concepto de costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación. Por ello se estableció que los Agentes Generadores pagarán un cargo de transporte que será un valor representativo de los costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación dedicado a su vinculación al sistema, considerando el nivel de tensión y sus características. Estos valores son determinados regularmente a través de una evaluación de "costos standard" y comunicados al Organismo Encargado del Despacho (OED) para su aplicación. Los

montos abonados por los Agentes Generadores se descontarán de los valores correspondientes a cada transportista antes del proceso de determinación de precios.

En 2017 también se realizó la RTI de concesionarios del servicio público de Distribución de energía eléctrica de jurisdicción federal (EDENOR S.A. y EDESUR S.A.). Las empresas distribuidoras presentaron su propuesta tarifaria, mediante la cual solicitaron la aprobación de los Costos Propios de Distribución que se proponían aplicar durante el próximo período tarifario. El ENRE aprobó la tasa de rentabilidad sobre activos de las empresas distribuidoras de energía eléctrica (Resolución N° 493/2016 y su similar rectificatoria Resolución N° 494/2016).

La ex Secretaría de Energía Eléctrica instruyó al ENRE a limitar el incremento del Costo Propio de Distribución resultante de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que se debía aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, a un máximo del 42 % con respecto al Costo Propio de Distribución vigente al 31 de enero de 2017, debiendo completar la aplicación del valor restante del nuevo Costo Propio de Distribución, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la última, en febrero de 2018; y dispuso que el ENRE debía reconocer a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A., la diferencia del Costo Propio de Distribución que se produce por la gradualidad en la aplicación del incremento tarifario reconocido en la RTI; (iv) El ENRE convocó a Audiencia Pública con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las referidas Concesionarias en dicho quinquenio (Resolución N° 522/2016), la cual se celebró el 28/10/16.

Mediante la Resolución N° 64/2017 y sus modificatorias Resolución N° 80/2017 y 92/2017 el ENRE aprobó los valores del Costo Propio de Distribución resultantes de la RTI de EDESUR S.A a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, 1° de noviembre de 2017 y 1° de febrero de 2018; los cuadros tarifarios vigentes a partir del 1° de febrero de 2017 y a partir del 1° de marzo de 2017. Asimismo, mediante la Resolución N° 63/2017 y sus modificatorias Resoluciones N° 82/2017 y 92/2017, en ENRE aprobó los valores del Costo Propio de Distribución resultantes de la RTI de EDENOR S.A. a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, 1° de noviembre de 2017 y 1° de febrero de 2018; los cuadros tarifarios vigentes a partir del 1° de febrero de 2017 y a partir del 1° de marzo de 2017. Mediante Resolución N° 329/2017, el ENRE reglamentó el procedimiento para el cálculo y la percepción de la diferencia de CPD resultante del diferimiento mencionado. Por medio de la Resolución N° 602/2017, modificada por Res. 623/17, y la Resolución 603/2017, modificada por Res. 624/17, el ENRE aprobó los valores del Costo Propio de Distribución resultantes de la RTI de EDESUR S.A y EDENOR S.A. a aplicar a partir del 1° de diciembre de 2018. Actualmente, los valores de Costo Propio de Distribución para EDESUR S.A y EDENOR S.A. se encuentran determinados por las Resoluciones del ENRE N° 26/2019 y 27/2019.

Mediante Resoluciones del ENRE N° 30/2019 y 31/2019 el ENRE sustituyó las “Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones” del Subanexo 4 del Contrato de Concesión de EDESUR S. A. y EDENOR S.A. para el periodo 2017-2021.

En agosto 2019 el Concedente acordó con las Distribuidoras diferir para enero 2019, el ajuste semestral por variación de costos acordado en la RTI. No obstante ello, en diciembre de 2019, se sancionó la ley 27.541, por intermedio de la cual se facultó al Poder Ejecutivo nacional a mantener las tarifas de electricidad 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 la ley 24.065, a partir de la vigencia de la esa 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. Por medio del Decreto N° 1020/2020 se determinó el inició de la renegociación de la revisión tarifaria integral (RTI) vigente, correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal y se prorrogó el plazo de mantenimiento de las tarifas de energía eléctrica y gas natural establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 , que había sido previamente prorrogado por el Decreto N° 543/2020, desde su vencimiento y por un plazo adicional de noventa (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.

Mediante la Resolución N° 16/2021 del ENRE se inició el procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas con el objetivo de establecer un Régimen Tarifario de Transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación, y convocó a EDESUR y EDENOR a participar. También se estableció la realización de diversas instancias de participación ciudadana, convocando a tal fin a las personas usuarias y a las Asociaciones de Defensa del Consumidor, a fin de ser informados de las distintas etapas del citado procedimiento, garantizando su publicidad y el derecho de acceso a la información.

A través del Decreto N° 311/2020 se consideró que, con la finalidad de mitigar el impacto local de la emergencia sanitaria internacional, disponer la suspensión temporaria del corte de suministro de servicios que resultan centrales para el desarrollo de la vida diaria, tales como el suministro de energía eléctrica, entre otros. Esta medida se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2020.

Mediante la Resolución N° 1091/2017 el ex MEyM, estableció los Precios de Referencia de la Potencia, los Precios Estabilizados de la Energía y los Precios Estabilizados del Transporte, que entrarían en vigencia a partir del 1° de febrero de 2018; un nuevo mecanismo de aplicación de la tarifa social; y, el nuevo esquema de incentivo al ahorro. Luego, a través de las Resoluciones N° 32/2018 y 33/2018 el ENRE aprobó los valores del cuadro tarifario con vigencia a partir del día 1° de febrero de 2018, debiendo ajustar los cargos fijos y el Costo Propio de Distribución de las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica. A través de la Resolución de la ex SGE N° 366//2018 se derogó la Resolución N° 1091/2017 y estableciéndose los Precios de Referencia de la Potencia y los Precios Estabilizados de la Energía, que entrarían en vigencia a partir del 1° de febrero de 2019.

En diciembre de 2020, mediante el Decreto 1020/2020, el Presidente de la Nación decretó el inicio de la renegociación integral de tarifas correspondiente a las prestadoras de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, tal como se comentó previamente.

Mediante la Resolución Nº 14/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA) se aprobó la Programación Estacional de Invierno definitiva para el MEM, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019. Allí se estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM, para los dos períodos trimestrales comprendidos entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, con relación a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor.

Por intermedio de la Resolución Nº 24/2021 de la Secretaría de Energía aprobó la Programación Estacional de Verano definitiva para el MEM, correspondiente al período comprendido entre el el 1° de noviembre de 2020 y el 30 de abril de 2021, calculada según Los Procedimientos. Asimismo, se estableció que, durante el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2020 y el 30 de abril de 2021, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que integra la Resolución N° 14/2019. El PEE junto con el POTREF y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 137/92. La Resolución 24/2021 estipuló que se mantengan vigentes los Artículos 4° y 5° de la Resolución N° 14/19 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, en cuanto a las declaraciones de los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, respecto a la energía suministrada a los usuarios residenciales, a los efectos de su incorporación a las Transacciones Económicas del MEM.

Grandes Usuarios

En el MEM los grandes usuarios pueden operar contratando en forma independiente su abastecimiento para consumo propio o en forma integrada a la Distribuidora.

El MEM clasifica a Grandes Usuarios de energía en tres categorías (i) Grandes Usuarios Mayores (“GUMAs”), (ii) Grandes Usuarios Menores (“GUMEs”) y (iii) Grandes Usuarios Particulares (GUPAs):

- GUMAs son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el mercado *spot*. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado *spot* son facturadas por CAMMESA.
- GUMEs son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 30 kW y 2000 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado *spot*.
- GUPAs son usuarios con una capacidad mínima de 30 kW y una capacidad máxima de 100 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado *spot*.

Con el dictado de la Resolución 1281/06, el entonces Secretario de Energía clasificó la demanda del SADI y estableció prioridades de abastecimiento. En lo que aquí interesa estableció que la energía eléctrica disponible en el Mercado "Spot", deberá ser destinada a abastecer, a las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, y seguidamente a los suministros de las demandas de hasta 300 kW de potencia contratada que resulten ser clientes de los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, en tanto no estén respaldadas por contratos en el Mercado a Término. Los Grandes Usuarios del MEM y las Grandes Demandas clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Distribuidores, en ambos casos mayores de 300 KW, sólo estarán autorizados a contratar respaldo físico por el remanente no contratado en el Mercado a Término de su demanda de energía y potencia registrada en el "AÑO BASE" (2005), determinada según la metodología establecida en el Anexo II de dicha resolución, con la generación térmica, con disponibilidad de combustible, de los agentes del MEM existentes a la fecha de publicación de la presente resolución. El consumo de energía por encima de la registrada en el “AÑO BASE” tiene que ser satisfecho con energía del servicio Energía Plus que consiste en el suministro de generación de energía adicional por nuevos generadores y agentes de generación, cogeneradores y autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, a la fecha de la publicación de la Resolución, no estén interconectados al MEM. El precio que los grandes usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso de que no fuera previamente contratada bajo el Plan de Energía Plus, originalmente fue estipulado como equivalente al costo marginal de operación.

Con el dictado de la Resolución Nº 95/2013 la entonces Secretaría de Energía estableció que los Grandes Usuarios del MEM deberán adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA, quedando suspendida transitoriamente la incorporación de nuevos contratos

de compra de energía eléctrica en bloque celebrados con los Agentes Generadores afectados por las disposiciones de la norma, hasta tanto se instrumenten las medidas reglamentarias que resulten convenientes en aras de alcanzar los objetivos antes aludidos.

En 2016 la ex SEE dictó la Resolución N° 21/16 a través de la cual convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada. Allí se establecía que el agente cuya oferta sea aceptada suscribiría un contrato de venta de disponibilidad de potencia de generación eléctrica y energía asociada en el MEM, denominado "Contrato de Demanda Mayorista", que sería inicialmente celebrado por CAMMESA para ser luego cedido a los agentes distribuidores y Grandes Usuarios del MEM. Los lineamientos del contrato referido se encuentran previstos en la Resolución N° 21. CAMMESA debe certificar a favor del agente vendedor la parte proporcional que los Grandes Usuarios y distribuidores deben pagar por la energía eléctrica consumida, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro.

Por su parte, el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un doce por ciento (12%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2019, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre del año 2025. Al regular el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica la Ley N° 26.190, modificada y ampliada por la Ley N° 27.191, dispone que los Grandes Usuarios del MEM, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 KW), deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos de cobertura de los consumos anuales con energía eléctrica de fuente renovable, y a tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables bajo el programa RenovAr de generación (artículo 9°), que incluye la demanda de energía de usuarios que no califiquen como Grandes Usuarios. En este sentido, se les exige a Grandes Usuarios indicar a CAMMESA el mecanismo elegido para cumplir con artículo 9 de la Ley N° 27.191. Los Grandes Usuarios que no indiquen el mecanismo serán incluidos automáticamente en el mecanismo de adquisiciones conjuntas de energía eléctrica procedente de fuentes renovables realizadas por CAMMESA. El Decreto N° 531/16, reglamentario de las Leyes N° 26.190 y 27.191, dispone que el objetivo de cobertura de consumos anuales con energía eléctrica de fuentes renovables, podrá cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: (i) Por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; (ii) Por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables; o (iii) Por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación. Es decir, mediante la compra de energía eléctrica de fuente renovable directamente a CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación. Los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley N° 27.191 que opten por cumplir mediante la contratación individual, o por autogeneración o cogeneración, deberán manifestarlo en forma expresa ante la Autoridad de Aplicación, con el fin de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas. Caso contrario, quedarán automáticamente incluidos en el mecanismo de compras conjuntas de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables llevado adelante por CAMMESA.

En cumplimiento de los objetivos establecidos en las Leyes N° 26.190 y 27.191, el ex MEyM implementó el Programa RenovAr en cuyo marco se han desarrollado: (i) la Ronda 1 –convocada por las Resoluciones MEyM N° 71/16 y N° 136/2016–; (ii) la Ronda 1.5 –convocada por la Resolución MEyM N° 252/2016,– (iii) la Ronda 2 –mediante la Resolución MEyM N° 275/2017–; la Ronda 3 –convocada por la Resolución SGE N° 100/2018, modificada por la Resolución SGE 90/2019. En el marco de las distintas Rondas llevadas a cabo en el Programa, CAMMESA, actuó en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, hasta la reasignación de los contratos celebrados en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, desarrollando de esta manera el mecanismo de compras conjuntas.

A través de la Resolución N° 281-E/2017, modificada por la Resolución SGE 230/2019, el ex Ministerio de Energía y Minería reguló el Mercado a Término de las Energías Renovables (MATER), por las que los Grandes Usuarios incluidos en el artículo 9 de la Ley N° 27.191 pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico adecuado para el desarrollo de este nuevo mercado.

El 22 de febrero de 2021, en virtud de lo dispuesto por la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, así como también lo establecido en el Decreto N°311/2020, a través de la Resolución N°131/2021, la Secretaría de Energía dispuso, entre otras cosas, que los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), mantienen el valor vigente actualmente para las pequeñas demandas tanto residenciales como demandas menores a trescientos kilovatios (300kW).

Por el contrario, para el caso de los Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI) con Demandas Mayores a Trescientos Kilovatios (300 kW), la Secretaría de Energía adecuó el precio estacional de los usuarios GUDI, ajustando el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) de este segmento de usuarios.

A tal efecto, la Secretaría de Energía estimó necesario continuar con la reagrupación de las categorías de usuarios en: a) Residenciales; b) Demandas Menores a Trescientos Kilovatios (300 kW) –No Residencial–; y c) Demandas Mayores a Trescientos Kilovatios (300 kW) –GUDI–.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía consideró necesario subdividir la categoría c) Demandas Mayores a 300 Kilovatios (300 kW) –GUDI– en los siguientes subgrupos: (i) General y (ii) Organismos y Entes Públicos que presten los Servicios Públicos de Salud y Educación.

La propia Secretaría de Energía aclaró que la medida no alcanza ni impacta a los 15 millones de usuarios del servicio de distribución de energía eléctrica por redes, ni en las 650.000 pymes, comerciales, industriales y de servicio, sino que involucra a unos 2.900 Grandes Usuarios que consumen más de 300 Kv diarios.

La instrumentación de la segmentación resumida será realizada de forma descentralizada en cada jurisdicción, a través de cada Distribuidora con el acuerdo del Ente Regulador o autoridad que ejerza el control del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica según corresponda.

Con fecha 4 de marzo de 2021, a través de la Resolución N°154/2021, la Secretaría de Energía dispuso que los precios establecidos en la Resolución N°131/2021 serán aplicables para las facturas que se emitan a partir del 1° de marzo.

Comercializadores

La Ley N° 24.065 y su Reglamentación -Decreto N° 1.398/1992-, no reconocen al comercializador como Agente del MEM. Recién a través del Decreto 186/1995 el Poder Ejecutivo Nacional reconoció la calidad de Participante del MEM a (artículo 5°): (i) las empresas que obtengan autorización de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales. (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque. (iii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica.

A través de la Resolución N° 21/1997, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de PARTICIPANTES AL MEM, y el régimen de comercialización del MEM (actualmente Anexos 31 y 32 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) que -entre otras- cosas establece para actuar como comercializador del MEM es necesario no ser agente reconocido del MEM.

El comercializador puede realizar transacciones en el MEM una vez que adquiera la calidad de PARTICIPANTE DEL MEM (artículo 1°, Decreto N° 186/1995).

La actuación del Comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El Comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas.

La empresa habilitada expresamente como Comercializador del MEM puede llevar a cabo las siguientes funciones dentro del MEM: (i) comercialización de generación; (ii) comercialización de demanda; (iii) comercialización de importación y exportación; (iv) comercialización de regalías.

Restricciones Verticales y Horizontales

Es importante destacar que los agentes MEM están sometidos a restricciones verticales, conforme las disposiciones de la Ley N° 24.065 y el Decreto N° 1398/92, según las cuales:

- Las compañías de generación o distribución, los Grandes Usuarios o sus respectivas sociedades controladas o controlantes no están autorizadas a ser propietarias o el accionista mayoritario de una compañía de transporte o de su respectiva sociedad controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo puede autorizar a una compañía de generación o distribución o a un gran usuario a construir, por su propia cuenta y en respuesta a una necesidad propia, una red de transporte respecto de la cual establecerá la modalidad y forma de funcionamiento.
- El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación. No obstante, los accionistas del distribuidor sí pueden serlo, como personas físicas o bien constituyendo otra persona jurídica con el objeto de ostentar la titularidad o ejercer el control de unidades de generación.
- Ninguna compañía de transporte podrá comprar o vender energía eléctrica.

El Artículo 33 de la Ley General de Sociedades de Argentina dispone que se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades. No obstante, la Sociedad no puede garantizar que las autoridades de regulación del sector eléctrico aplicarán esta definición de control al implementar las restricciones antes descriptas. De acuerdo con las resoluciones dictadas por el ENRE, una sociedad controlada por o controlante de una compañía de transporte de electricidad es una sociedad que posee más del 51,00% de las acciones con derecho a voto de la sociedad controlada y ejerce el control mayoritario.

Tanto los transportistas como los distribuidores de electricidad también están sujetos a restricciones horizontales.

Las siguientes son las restricciones horizontales aplicables a transportistas de electricidad:

- Sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más transportistas podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un transportista pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista;
- Conforme los términos de los contratos de concesión que rigen el transporte de electricidad en líneas de transmisión de más de 132kv y menores a 140kv, el servicio de transporte es prestado en forma exclusiva en áreas específicas indicadas en esos contratos; y
- Conforme los términos del contrato de concesión de la compañía que presta servicios de transporte de electricidad en líneas cuya tensión es igual o superior a 220kv, el servicio debe ser prestado en forma exclusiva y sin restricciones territoriales, dentro de todo el territorio argentino.

Respecto a las compañías distribuidoras de electricidad, las restricciones horizontales son las siguientes:

- Sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más distribuidores, podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro distribuidor; y
- El servicio de distribución es prestado dentro de áreas específicamente establecidas en los contratos de concesión respectivos.

Autogenerador Distribuido: la Resolución SE N° 269/08

A través de la Resolución SE N° 269/08, la entonces Secretaría de Energía estableció la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. Allí se establece que:

- El Autogenerador Distribuido debe cumplir los mismos requerimientos, y sus transacciones en el MEM se realizarán de la misma forma que el Autogenerador en función de lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos".
- La generación asociada a la Autogeneración Distribuida que desee convertirse en Agente del MEM deberá haber sido habilitada comercialmente con posterioridad a la fecha de publicación de la Resolución SE Nº 1281 del 4 de septiembre de 2006.
- El Autogenerador Distribuido deberá tener dos o más puntos de intercambio con el SADI, correspondientes a sus puntos de generación, consumo, o ambos, todos ellos asociados a la misma empresa. Por lo tanto, no será de aplicación para esta figura el punto 2 b) del Anexo 12 de "Los Procedimientos".
- Todos los requerimientos asociados a la generación y el consumo de los Autogeneradores de acuerdo a lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos" deberán entenderse, en el caso de la Autogeneración Distribuida, como aplicables a la sumatoria de las generaciones y la sumatoria de los consumos respectivamente.
- En caso de existir, sólo los puntos de conexión que posean generación y consumo deberán cumplir con lo establecido en el punto 2 d) del Anexo 12 de "Los Procedimientos". Los demás puntos de vinculación al SADI que posean sólo generación o sólo consumo deberán contar con sistemas de comunicaciones e intercambio de datos con el OED de manera similar a lo requerido a Agentes Generadores o Demandantes de características equivalentes respectivamente.
- Se entenderá que el Autogenerador Distribuido tiene excedentes de energía cuando la sumatoria de las generaciones supere la sumatoria de los consumos, o que tiene faltantes en caso contrario. El Autogenerador Distribuido podrá vender al MEM sus excedentes o comprar sus faltantes.
- Con respecto a las posibilidades de comprar, los Autogeneradores Distribuidos tendrán una modalidad similar a la de los Grandes Usuarios Mayores del MEM por cada uno de sus nodos de vinculación que resulten netamente consumidores. Su demanda será calculada considerando que en cada hora, la energía demandada es la sumatoria de los consumos menos la sumatoria de las generaciones, y la misma es consumida en los nodos de vinculación netamente consumidores proporcionalmente a la magnitud de dichos consumos netos.
- Con respecto a la participación de Autogeneradores Distribuidos como consumidores del MEM, cada punto netamente consumidor del Autogenerador Distribuido deberá abonar los mismos cargos que les corresponden a los Grandes Usuarios Mayores del MEM teniendo en cuenta lo establecido en el punto anterior.
- De resultar de sus compromisos en el Mercado a Término un faltante por ser su entrega al MEM inferior a la potencia a abastecer según sus contratos, se considerará que compra para su contratante dicho faltante del modo indicado en las normas vigentes en el MEM.

- Un Autogenerador Distribuido sólo podrá tener Contratos de Abastecimiento en su función de vendedor o en su función de consumidor, o sea que no podrá tener simultáneamente Contratos de Abastecimiento en que es el vendedor dentro del contrato y Contratos de Abastecimiento en que es el comprador dentro del contrato.

Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública: Ley 27.424

La Ley N° 27.424 regula el "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública", con la finalidad de alcanzar la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

Para ello, dicho régimen regula la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con la eventual inyección de excedentes a la red, estando los prestadores del servicio público de distribución obligados a facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Todo usuario-generador tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda, debiendo contar con la debida autorización, la cual será solicitada por el usuario-generador al distribuidor.

Además, se crea el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), el cual se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, teniendo por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

El Estado Nacional será el fiduciante y fideicomisario del Fondo, mientras que el banco público seleccionado por el fiduciante será el fiduciario.

Serán beneficiarias las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas registradas en el país cuyos proyectos de generación distribuida hayan obtenido aprobación por parte de las autoridades del Fondo.

Asimismo, se crea el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables ("FANSIGED"), en la órbita del Ministerio de Producción.

Las actividades comprendidas en el FANSIGED son: investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables.

Podrán adherir al FANSIGED, las micro, pequeñas y medianas empresas constituidas en la República Argentina que desarrollen como actividad principal alguna de las mencionadas precedentemente.

La norma de fomento establece que cada distribuidor debe efectuar el cálculo de compensación y administrar la remuneración por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables bajo el modelo de balance neto de facturación, teniendo en cuenta que: **(a)** el usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución, quien comprará, reconocerá y en caso de corresponder abonará al usuario-generador toda la energía que éste inyecte a la red de distribución generada a partir de las fuentes renovables, en la factura el distribuidor realizará la lectura de demanda de energía y de la inyección para que sea reconocida en esa factura; **(b)** el valor de la tarifa de inyección de cada usuario-generador regirá a partir del momento de la instalación y conexión por parte del distribuidor del equipo de medición; **(c)** el distribuidor debe reflejar en la facturación que emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada a la red por el usuario-generador y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt/hora, el usuario-generador pagará al Distribuidor el resultado del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada previo a los impuestos. Esta compensación se realiza a valor pesos ($); **(d)** en caso de que se genere un crédito o saldo monetario a favor del usuario-generador en un determinado periodo de facturación, quedará automáticamente imputado a la facturación siguiente, en caso de que persista el crédito a favor del usuario-generador éste puede solicitar la retribución del saldo favorable acumulado en su cuenta de usuario, la liquidación del saldo favorable podrá hacerse por medios electrónicos, debiendo el distribuidor liquidar y pagar en al menos dos instancias anuales fijas. En caso de que el usuario-generador no exprese su voluntad respecto de los saldos a favor que pudiera conservar, los mismos deberán acumularse en su cuenta, y no tendrán fecha de caducidad. **(e)** en los casos de consorcio de copropietarios de propiedad horizontal o conjunto inmobiliario, la titularidad del crédito será del consorcio o conjunto inmobiliario; **(f)** se permite que el usuario-generador haga cesión o transferencias de los créditos provenientes de la inyección de energía entre usuarios de un mismo distribuidor y el distribuidor no puede agregar ningún cargo adicional por mantenimiento de la red, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier concepto asociado a la instalación de equipos para la generación distribuida.

También se estableció que las ganancias derivadas de la actividad de inyección de energía eléctrica distribuida, generada a partir de fuentes renovables de energía, por parte de los usuarios-generadores que cuenten con 300kw de potencia contratada como máximo y que cumplan con los requisitos y demás autorizaciones determinados en la norma, quedarán exentas en el impuesto a las ganancias. La venta por la energía inyectada también estará exenta en el impuesto al valor agregado.

Por otra parte, por medio de la Resolución SGE N° 314/18 se creó el Registro Nacional de Usuarios Generadores de Energías Renovables (RENUGER) para el registro de los proyectos de generación distribuida de fuentes renovables que hayan obtenido el correspondiente Certificado de Usuario Generador (emitido por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética y que acredita el cumplimiento de todos los requisitos necesarios para conectar un Equipo de Generación Distribuida) a efectos informativos respecto del cumplimiento de los objetivos del régimen de generación distribuida.

Asimismo, esta normativa dispuso que los agentes distribuidores del MEM prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, deban declarar mensualmente ante el Organismo Encargado del Despacho, los valores correspondientes a la energía inyectada por los usuarios-generadores a la red de distribución por los excedentes de energía generados por fuentes renovables.

En ejercicio de la facultad otorgada mediante el art. 1 del Anexo I del Decreto Reglamentario Nº 986/2018, la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente del por entonces Ministerio de Hacienda, dictó la Disposición Nº 28/2019 (B.O. 01/03/2019), modificada posteriormente por la Disposición 97/2019, por medio de la cual se aprobaron las normas complementarias del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

Por su parte, a través de la Disposición 48/2019, la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente del por entonces Ministerio de Hacienda, instrumentó la emisión de los Certificados de Crédito Fiscal establecidos en el artículo 28 de la ley 27.424 bajo la modalidad de Bono Electrónico. Ello fue complementado a través de la Resolución General 4511/2019 de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

Luego, aquella ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente del por entonces Ministerio de Hacienda dictó la Disposición 83/2019, luego modificada por la Disposición 113/2019, y estableció el Procedimiento para la Obtención del Certificado de Crédito Fiscal del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energías Renovables", que como anexo I se adjuntó a la prima disposición.

Finalmente, a través de la Resolución 189/2019 del ENRE, se aprobó las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores contenidas en el IF-2019-56334061-APN-ARYEE#ENRE que forma parte integrante de esa Resolución. Asimismo, se dispuso que en el caso de los Usuarios-Generadores de la categoría T1, el usuario quedará encuadrado mensualmente en la subcategoría residencial o general correspondiente, de acuerdo al máximo valor registrado entre la energía adquirida y la inyectada; y que en el caso de los Usuarios-Generadores de las categorías T2 y T3, con medición de potencia, de verificarse en un mes que la potencia inyectada es superior a la capacidad de suministro contratada con la distribuidora, el excedente deberá ser considerado en los términos de lo establecido en los incisos 5) de los capítulos 2 y 3 del Subanexo 1 de los Contratos de Concesión de las distribuidoras EDENOR y EDESUR.

Plan GasAr – Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino

Con el fin de promover la producción de gas natural (declarado de interés público nacional y objetivo prioritario para Argentina), atrayendo inversiones para el sector, y, considerando la estacionalidad de la demanda de gas, poder garantizar el abastecimiento de la demanda base (entre la cual se encuentra el residencial) y del sistema eléctrico, el Poder Ejecutivo Nacional establece, mediante el Decreto 892/2020, publicado en el BO en noviembre de 2020, el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (*Plan GasAr*) para el período 2020-2024. En este se establece un mecanismo de oferta de gas natural por cuenca para los productores, y una asignación a los usuarios de la demanda prioritaria – por medio de las distribuidoras de gas natural – y CAMMESA, dónde el Estado Nacional – a través del Tesoro – otorga subsidios a los productores[1]. La asignación se dará teniendo en cuenta el consumo promedio durante el período 2017-2019, en forma proporcional, asignando los consumos off system exclusivamente a CAMMESA, siendo Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA") la responsable de abastecer a la demanda prioritaria, y CAMMESA para las usinas. Se establece a la Secretaría de Energía como autoridad de aplicación de la normativa.
Para el gas necesario para abastecer la demanda de las usinas, asignados por CAMMESA, se definen volúmenes por cuenca (en forma mensual), en función a la capacidad de transporte de las distribuidoras que no sea utilizada para el abastecimiento de la demanda prioritaria. CAMMESA tendrá el derecho a recuperar las cantidades de gas natural que haya abonado por contrato pero que no haya tomado, independientemente de la causa. El precio base de los contratos con CAMMESA será el precio de referencia, o el precio ofertado, en caso de que este sea menor. En caso de que un productor de gas natural tenga un contrato con un generador, el volumen contratado será descontado de los volúmenes a contratar con CAMMESA, hasta tanto finalice dicho contrato. Desde Secretaría de Energía se buscará que CAMMESA priorice los volúmenes contratados en firme, luego de haber tomado lo necesario para que IEASA cumpla con el TOP del contrato vigente con Bolivia.

El ENARGAS será el responsable de determinar el precio que estará incorporando en las tarifas finales a los consumidores de las distribuidoras de gas, siendo factibles futuros aumentos en dichas tarifas. IEASA será quién prevea los volúmenes de gas necesarios

[1] Absorbiendo parte del costo del gas natural que estos inyectan al sistema, generando asimismo un mecanismo de garantías de este pago, con el objetivo de dar previsibilidad para las inversiones.

para la demanda prioritaria que no estén contemplados en los contratos firmados (sea por medio de producción local, GNL o gas de Bolivia). En el caso del gas local, será la Secretaría de Energía quién fijará los precios para los contratos por la provisión adicional. Asimismo, el Banco Central deberá establecer los mecanismos necesarios para facilitar el acceso al Mercado Libre de Cambios cuando los fondos para las inversiones provengan de los contratos firmados mediante lo dispuesto por el presente decreto.

En el mes de diciembre, mediante la Resolución SE 354/2020, se estableció que los siguientes volúmenes serían considerados volúmenes firmes para la generación eléctrica:

- Volúmenes firmados por CAMMESA dentro del marco del Plan GasAr
- Volúmenes de contratos celebrados entre productores de gas y generadores de energía eléctrica que adhieren al despacho centralizado. Estos volúmenes serán descontados de la cuota que el productor debe entregar a CAMMESA dentro del marco del Plan GasAr.
- Volúmenes necesarios para cumplir con las obligaciones Take or Pay ("TOP") del contrato de Gas que Argentina tiene con Bolivia.

Asimismo, se instruye a CAMMESA a realizar la asignación de los cupos de gas natural para su consumo en generación térmica, según las siguientes prioridades de despacho:

a. Prioridad de Despacho 1: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos con cupo de gas natural en condición de TOP BOLIVIA asignado por la firma IEASA. Dentro de los costos que deberá afrontar la demanda de energía eléctrica, se deben considerar los costos de transporte regulados y el costo que IEASA tiene por la adquisición y comercialización de dicho combustible. Si algún generador con obligación de abastecerse de combustible opcionalmente adquiere a IEASA gas natural proveniente de BOLIVIA dicho volumen se incluirá dentro de este cupo.

b. Prioridad de Despacho 2: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos por CAMMESA con cupo de gas natural de la lista centralizada de los volúmenes hasta el TOP de cada contrato. Dentro de los costos que deberá afrontar la demanda de energía eléctrica, se deben considerar los costos de transporte regulados, el costo de gas natural promedio ponderado por cuenca de los contratos con esta prioridad y los costos de la obligación de TOP en caso de corresponder.

c. Prioridad de Despacho 3: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos por CAMMESA con cupo de gas natural de la lista centralizada de los volúmenes por Cantidad Máxima Diaria (CMD) menos los correspondientes al TOP de cada contrato. Dentro de los costos que deberá afrontar la demanda de energía eléctrica, se deben considerar los costos de transporte regulados y el costo de gas natural promedio ponderado por cuenca de los contratos con esta prioridad.

d. Prioridad de Despacho 4: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos por CAMMESA con gas natural o GNL provenientes de otros compromisos firmes asumidos por CAMMESA. Dentro de los costos que deberá afrontar la demanda de energía eléctrica, se deben considerar los costos de transporte regulados, el costo de gas natural o GNL y los costos de la obligación de TOP en caso de corresponder.

e. Prioridad de Despacho 5: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos con cupo de gas de los contratos de gas natural no cedidos, Spot de cualquier origen, adquirido por CAMMESA y/o Generador, de acuerdo a la fuente de abastecimiento. Incluye a todos los generadores abastecidos o no por CAMMESA, considerándose dentro de los costos que deberá afrontar la demanda de energía eléctrica a los costos de transporte regulados y el costo de gas natural de cada fuente de abastecimiento. En el caso de un generador con combustible propio el costo máximo a reconocer se corresponde con los precios de referencia correspondientes.

Aquellos generadores que cuentan con una obligación para autoabastecerse de combustibles dentro del marco de la Resolución 287/2020 o Contratos Plus, puede elegir renunciar a dichas obligaciones y sus costos asociados, conservando la capacidad de transporte de gas, y adherir al despacho centralizado administrado por CAMMESA, de forma de contar con una mayor prioridad para ser despachados. En caso de mantener la obligación con un productor de gas involucrado en el Plan GasAr, los precios considerados serán los adjudicados dentro del Plan GasAr. Asimismo, aquellos cogeneradores y autogeneradores con despacho forzado, serán responsables por cualquier sobrecosto que genere la operación.

Finalmente, con fecha 15 de diciembre de 2020, mediante la Resolución SE 391/2020, la Secretaría de Energía aprobó el procedimiento para el Concurso Público Nacional para la adjudicación del volumen de gas determinado en el Plan GasAr, para el período 2021-2024. Las ofertas adjudicadas fueron por 67,42 Mm3/día, y un adicional de 3,6 Mm3/día para el período de invierno, por un costo medio de 3,53 USD/MBTU (el precio del adicional de invierno se multiplica por un factor de 1,3). Esto implica un precio de gas de 2,89 USD/MBTU en el período de verano (octubre-abril) y 4,38 USD/MBTU en invierno. Mediante la Resolución N° 447/20 se aprobaron las asignaciones de los volúmenes de gas natural adjudicados por el Artículo 2° de la Resolución N° 391/2020.

Esta Resolución estableció que a partir de la entrada en vigencia de los contratos de abastecimiento a celebrarse en el marco del "Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino –Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024", las prestatarias del servicio de distribución no podrán realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para abastecer a los usuarios del Servicio Otros Usuarios (Venta) Firme GNC u Otros Usuarios (Venta) Interrumpible GNC. Asimismo se instruyó a IEASA para que, en forma transitoria y durante el período comprendido entre el 1º de enero de 2021 y el 31 de marzo de 2021, contrate en forma directa a los usuarios del Servicio Otros Usuarios (Venta) Firme GNC u Otros Usuarios (Venta) Interrumpible GNC que a la fecha del presente acto se abastecen con gas natural adquirido por las prestatarias del servicio de distribución, por los volúmenes que los citados usuarios le pudieran requerir, a los precios de gas de los cuadros tarifarios vigentes en cada zona de distribución.

Por medio de la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía se convocó a audiencia pública a los efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (pist) que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del "PLAN DE PROMOCION DE LA PRODUCCION DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024".

Con el dictado de la Resolución 129/2021 de la Secretaría de Energía se convocó al Concurso Público Nacional "RONDA #2 CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024" para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución SE N° 391/2020, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones que se adjuntó a la norma. Esta resolución también aprobó el Modelo de Contrato que deberán suscribir las empresas productoras adjudicatarias del Concurso Público, y se designaron a los integrantes de la Comisión Evaluadora del Concurso.

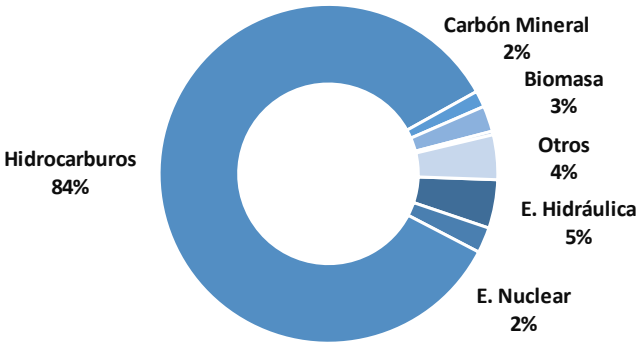
Por otra parte la Resolución SE N° 125/2021 instrumentó la emisión de Certificados de Crédito Fiscal en Garantía bajo la modalidad de Certificados de Crédito Fiscal en Garantía Electrónicos en el marco del sistema de garantías establecido en el Punto 40 del Anexo del Decreto N° 892/2020 a los efectos de respaldar el pago de la compensación a cargo del ESTADO NACIONAL definida en el Punto 33 del referido Anexo; y de conformidad con lo establecido por el Artículo 89 de la Ley N° 27.591.

EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ENERGÉTICO ARGENTINO

1. INTRODUCCIÓN

Argentina es un país fuertemente dependiente de los hidrocarburos. Más del 80% de la matriz energética primaria de 2018 corresponde a gas natural y petróleo. En sintonía, en el mercado eléctrico aproximadamente el 60% de la generación eléctrica depende de hidrocarburos.

MATRIZ ENERGÉTICA PRIMARIA [%]



Fuente: Secretaría de Energía

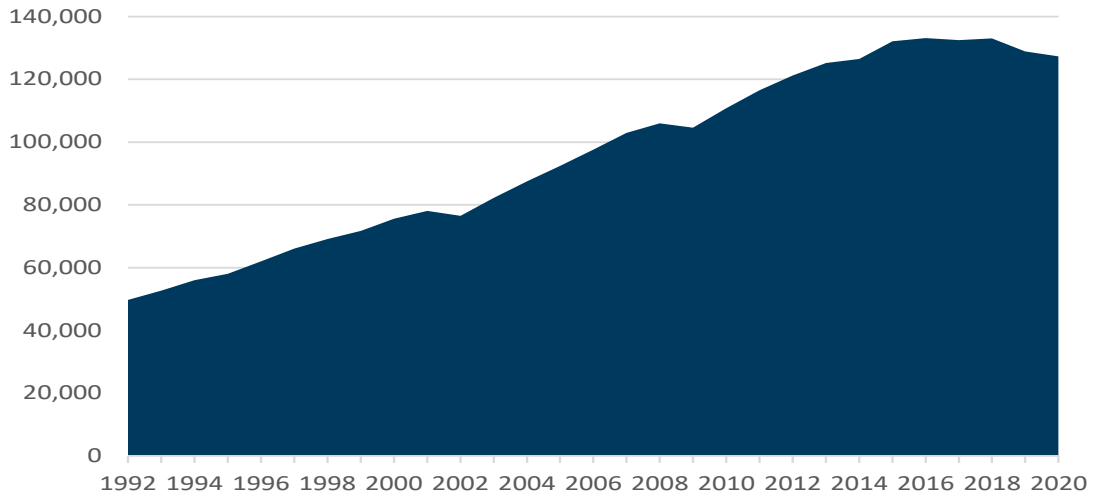
Durante los primeros 15 años del siglo XXI, la alta dependencia de los hidrocarburos y la caída en la producción de gas sumado a una demanda eléctrica en crecimiento constante y una oferta que creció de forma más moderada puso al sistema eléctrico en jaque. Este último operó sin reservas, con un alto riesgo de desabastecimiento ante fenómenos térmicos, niveles máximos de indisponibilidad en el parque generador, cortes programados a industrias, importantes niveles de consumo de combustibles líquidos y necesidad de importar energía eléctrica para asegurar el cubrimiento de los picos de demanda.

No obstante, en la actualidad, el sistema transita una realidad mucho más holgada. El incremento moderado de la demanda -que alcanzó en 2019 niveles similares a los 2014/2015- sumado a una importante incorporación de capacidad instalada (apalancado en los proyectos enmarcados bajo la Res 220/07, la Res 21/16 y la Res 287/18), la penetración de ERNC (por el Programa RenovAr y el MATER) y una mayor disponibilidad de gas natural para generación; resultaron, en una disminución del consumo de combustibles líquidos y carbón mineral, a contar con sobreoferta de generación y seguridad de suministro, e inclusive exportar energía en 2019.

2. DEMANDA

La demanda de energía eléctrica en Argentina ha crecido de forma prácticamente ininterrumpida desde la década del 90, salvo contadas excepciones ya que desde 1992, hubo solamente 5 años en los que la demanda disminuyó debido principalmente a crisis locales e internacionales, o eventos de temperatura que se apartan de la media. En promedio, durante los últimos casi 60 años ha crecido en alrededor del 3%; crecimiento que se verifica en el período 2002-2019. Sin embargo, en los últimos años el crecimiento se morigeró, como indica el gráfico a continuación. Más aún, la demanda de 2019 y 2020 se encuentra en el mismo nivel que la de 2014/2015.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA [GWh]

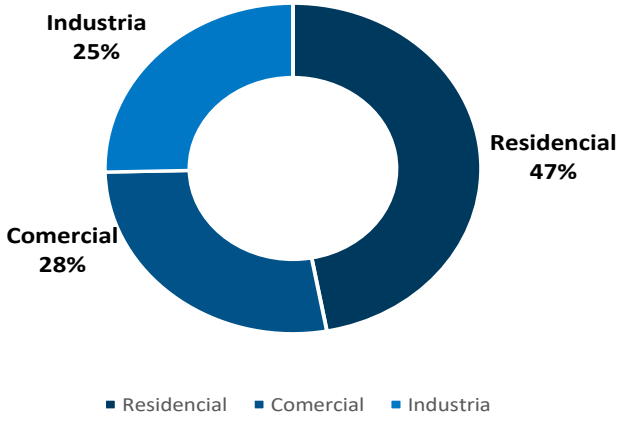


Fuente: CAMMESA

La demanda de energía eléctrica depende, en gran medida, de las condiciones políticas y económicas además de factores estacionales y las tarifas vigentes. Mientras el consumo de los usuarios residenciales (que representa aprox. el 47% del consumo total en el año 2020) está asociado a las temperaturas y las tarifas que deben pagar; el consumo comercial (28%) e industrial (25%) varía principalmente en función del rendimiento de la economía. En el año 2020, el impacto del Covid-19 en la economía se trasladó a una caída de la demanda eléctrica tanto de comercios como de industrias. Como resultado de ello, la demanda de energía se ve afectada por las medidas que tome el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas sobre inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas.

El siguiente gráfico muestra la distribución de la demanda de energía en el año 2020 por tipo de usuario:

DEMANDA POR TIPO DE USUARIO - AÑO 2020 [%]

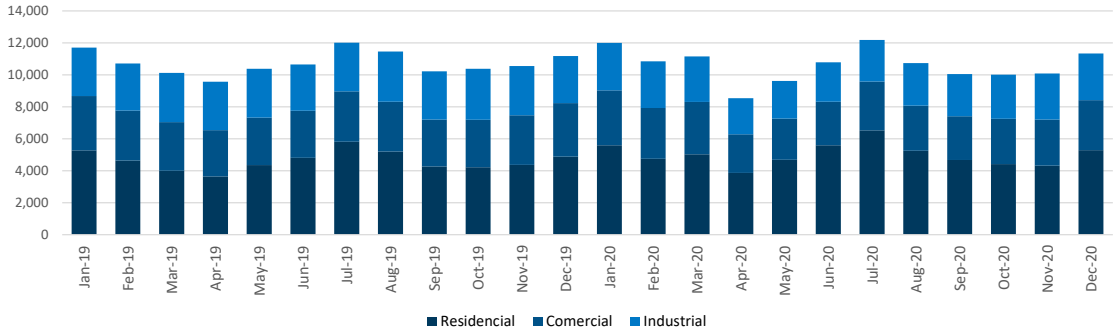


Fuente: CAMMESA

La estacionalidad también tiene un impacto significativo en la demanda de energía eléctrica, con picos de consumo durante el verano y el invierno. El impacto de los cambios estacionales se observa principalmente entre los clientes residenciales y los pequeños clientes comerciales. Los cambios estacionales en la demanda responden al impacto de varios factores climáticos, como la temperatura y la luz natural, que impactan sobre el uso de luminarias, sistemas de calefacción y aires acondicionados.

El impacto de la estacionalidad en la demanda industrial de energía eléctrica es menos pronunciado que en los sectores residencial y comercial por varios motivos. En primer lugar, los diferentes tipos de actividad industrial tienen, por su propia naturaleza, diferentes picos máximos estacionales, de tal modo que el efecto que pueden tener los factores climáticos es más variado. En segundo lugar, los niveles de actividad industrial tienden a verse más afectados por la economía, registrando distintos niveles de intensidad según el sector industrial.

ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA ELECTRICA – AÑOS 2019 / 2020 [%]



Fuente: CAMMESA

La demanda eléctrica Argentina se divide en regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de las características socioeconómicas y de la integración de cada subsistema eléctrico. Estas regiones son: (i) la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, (ii) la Provincia de Buenos Aires, (ii) Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, (iv) el centro, (v) el noroeste, (vi) la región de Cuyo, (vii) el noreste, (viii) el Comahue y (ix) la Patagonia.

La demanda se concentra mayormente en el área de la Ciudad de Buenos Aires, la Provincia de Buenos Aires, Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, que reúnen cerca del 60% de la demanda. Si bien las tasas de crecimiento en otras regiones como el noroeste, el Comahue y la Patagonia son superiores a las del resto, no se verificarán cambios significativos en la concentración de la estructura de demanda en el periodo bajo análisis.

Durante febrero de 2018 se verificaron los máximos históricos del consumo de energía eléctrica. El punto máximo de consumo de 26.320MW se alcanzó el 08 de febrero de 2018 a las 15 hrs, con la particularidad de contar con condiciones de reserva rotante óptimas para cubrir la seguridad del sistema eléctrico y sin valores de importación en comparación a registros de cubrimientos de pico anteriores, debido a la incorporación de capacidad instalada que se dio a partir de 2015. Sin embargo, se presentaron restricciones a la demanda de las distribuidoras de la ciudad de Buenos Aires, del Gran Buenos Aires y de la ciudad de La Plata.

CONSUMO HISTORICOS MÁXIMOS DE DEMANDA

Días	Hábil		Sábado		Domingo	
	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh
Máxima	26320	544,4	22543	478,4	21973	437,6
Fecha	08/02/18	29/01/19	30/12/17	30/12/17	27/12/15	26/02/17
Hora	15:35	-	14:52	-	22:33	-
T° Med Bs.As.	30,2 °C	30,9 °C	31,2 °C	31,2 °C	28,3 °C	29,4 °C

Semana	N° 08
	20/02/17 al 26/02/17
Máxima	3436,8 GWh

Fuente: CAMMESA

3. CAPACIDAD INSTALADA

Según la información publicada por CAMMESA, la capacidad instalada en Argentina fue de 41.951 MW en diciembre 2020. En las últimas décadas, la capacidad instalada ha crecido principalmente a través de la incorporación de unidades de generación termoeléctrica, principalmente adquiridas bajo contratos con CAMMESA bajo los esquemas Res. 220/07, Res. 21/16 y Res. 287/17; dado que estas requieren menores montos de inversión y plazos más cortos para la puesta en servicio, que otras tecnologías (i.e. hidroeléctrica y nuclear). Sin embargo, en los últimos 3 años (a través del Programa RenovAr y el MATER) las energías renovables no convencionales (ERNC) han comenzado a desarrollarse en el país.

Periodo 1990-2015:

En la década de los años 90, la capacidad instalada se expandió a partir de inversiones privadas principalmente en usinas térmicas. Durante este período, el parque generador paso de aprox. 14.000 MW a 23.000 MW lo que representó un crecimiento del 64%.

No obstante, luego de la crisis del 2001, cambió la forma en que se desarrollaron proyectos de nueva generación. Tras un periodo (2002-2006) casi sin incorporación de nueva capacidad, donde solo se incorporaron 462 MW, las inversiones en el sector eléctrico -entre 2007 y 2015- continuaron preponderantemente con intervención del Estado Nacional, a través de licitaciones públicas y/o la firma de contratos con CAMMESA como comprador por cuenta y orden de la demanda y en base a centrales térmicas (salvo pocas excepciones).

Las restricciones financieras del Estado Nacional en las últimas décadas, el alto monto de inversiones necesarias y los largos plazos de cumplimiento para el desarrollo de proyectos han impactado negativamente en la decisión del gobierno argentino de invertir e incorporar centrales hidroeléctricas y nucleares nuevas. Asimismo, las recurrentes crisis fiscales del pasado obligaron a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos por parte del gobierno argentino, que hubieran aumentado y diversificado la capacidad-de generación de Argentina.

Periodo 2016-2020:

Más allá de las incorporaciones mencionadas en el apartado anterior, en 2015 el sistema se encontraba en situación crítica, sin margen de reserva y con necesidad de importar energía eléctrica para satisfacer los picos de demanda.

Por lo cual, en diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional (que duró hasta el 31 de diciembre de 2017) y el ex MEyM elaboró un programa de acciones necesarias para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

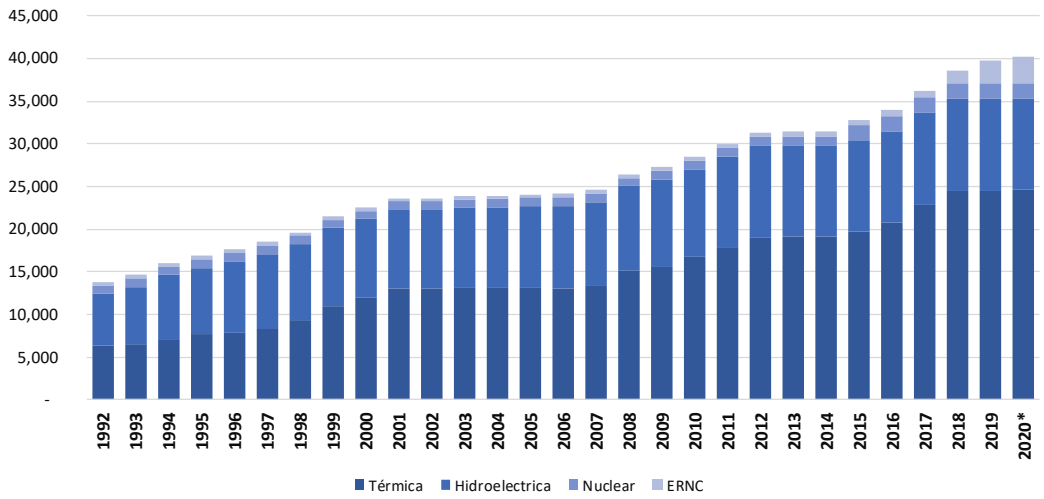
Para mitigar el déficit de potencia firme, se dictó la Resolución Nº 21/16 mediante la cual se convocó a presentar proyectos de generación que pudieran estar en operación en el corto plazo. Luego, con el fin de reducir costos y aumentar la confiabilidad del Sistema Eléctrico se lanzó la convocatoria -mediante Resolución N° 287/17- para presentar ofertas de generación de energía eléctrica a través de cierre de ciclos combinados y desarrollos de cogeneración eficiente de bajo consumo específico.

Las ofertas adjudicadas -tanto en la Resolución N° 21/16 como las Resolución N° 287/17- fueron objeto de Contratos de la Demanda Mayorista (CdD) y superaron en total 5.300 MW de capacidad instalada.

En paralelo a las licitaciones térmicas, se llevó adelante el “Programa RenovAr” con el objeto de desarrollar las energías renovables no convencionales (ERNC) diversificando la matriz energética, colaborando con el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Ley de Energías Renovables (Ley 27.191) y reducción del consumo de combustibles fósiles y la emisión de gases de efecto invernadero. A través de 5 rondas, se adjudicaron más de 5.000 MW principalmente a partir de proyectos de energía eólica y fotovoltaica.

Durante el periodo en análisis, la capacidad instalada trepo -en 4 años- más de 7000 MW casi lo mismo que entre 2007 y 2015. Si se considera la capacidad adjudicada en las licitaciones mencionadas anteriormente, que se encuentra en construcción, para 2022/2023 se espera que la capacidad instalada supere los 45.000 MW.

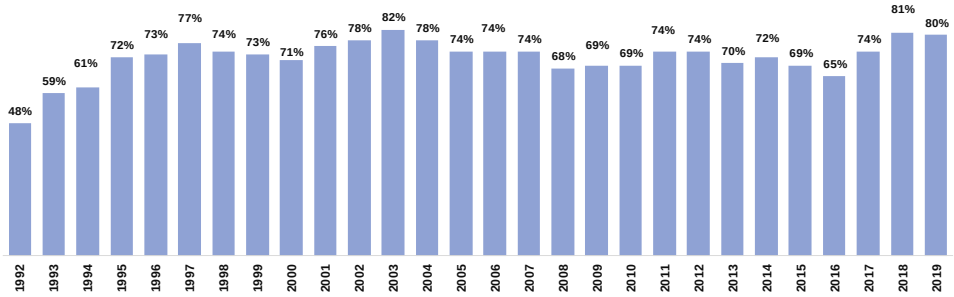
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA [MW]



Fuente: CAMMESA

Es importante destacar que esta capacidad instalada no es la que efectivamente se encuentra disponible. Las centrales térmicas presentan niveles de indisponibilidad que han ido mejorando durante los últimos años tanto por cuestiones técnicas como debido a las señales de precio (i.e. la remuneración de la generación térmica está asociada a la disponibilidad de las plantas). Dados los esfuerzos realizados, la disponibilidad del parque térmico paso de 69% en 2010 a 80% en 2019.

DISPONIBILIDAD DEL PARQUE TÉRMICO [MW]



Fuente: CAMMESA

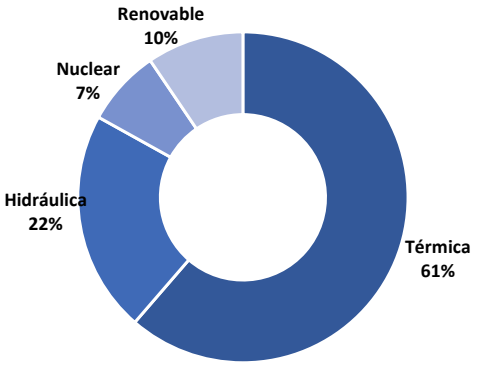
En general, el factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo, a excepción de casos puntuales en los cuales se han sufrido daños importantes (como el caso de Yacyretá)

Por su parte, el parque nuclear ha registrado índices de indisponibilidad histórica elevados debido a los mantenimientos periódicos a los que debe someterse a las unidades. En particular, la CN Embalse, estuvo indisponible por tres años -desde enero de 2016- mientras se realizaba un mantenimiento mayor.

4. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En línea con la capacidad instalada, durante la última década, la generación térmica (aprox. 62% en promedio) fue la principal fuente de energía del sistema eléctrico argentino, seguido por la generación hidroeléctrica (30%) y la nuclear (5%). El grafico a continuación muestra los valores para 2020.

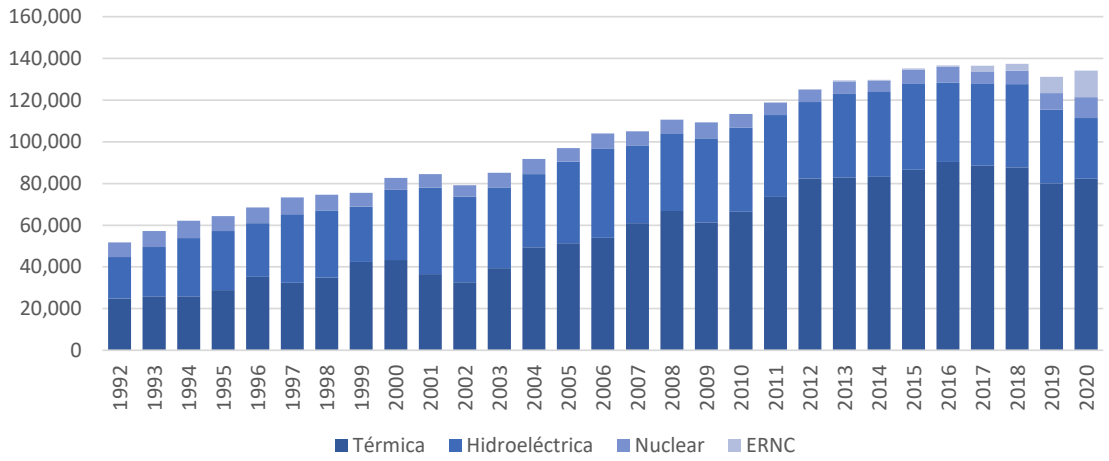
GENERACIÓN 2020 [%]



Fuente: CAMMESA

Estos valores se han mantenido relativamente constantes desde 2006/2007. No obstante, la generación hidroeléctrica se redujo en los últimos dos años, pasando de cerca del 40% al 22%, principalmente debido a que tanto 2019 como 2020 fueron años secos, reduciéndose los aportes de los principales ríos. El año 2020 presentó una caída de la generación hidroeléctrica del 18% respecto a 2019. Adicionalmente, la generación a través de ERNC ha ido aumentando, como consecuencia del ingreso de los proyectos de RenovAr y MATER, que pasaron de pesar menos del 2% en 2017 al 11,3% en diciembre del 2020, habiendo alcanzado los 11,9% en octubre 2020.

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN [GWh]



Fuente: CAMMESA

La generación de ERNC, que surge de las gráficas precedentes, incluye la generación eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica renovable (menor a 50 MW de capacidad nominal), y de centrales a biogás y biomasa. Si bien hasta el año 2018 el mayor porcentaje de dicha generación correspondía a la hidráulica menor a 50 MW; dadas las incorporaciones del "Programa RenovAr" y el excelente recurso argentino, en especial los factores de carga medio que en 2019 estuvieron alrededor del 50%, la energía eólica en 2020 representó un 74% de la energía renovable.

En Argentina los principales centros de generación son las regiones de: (i) Buenos Aires-GBA-Litoral y (ii) Comahue que representan más del 65% del total.

En el pasado, la oferta y demanda eléctricas estaban vinculadas a Buenos Aires por medio de un sistema radial. Sin embargo, este sistema presentaba riesgos de inestabilidad en diversas regiones que han experimentado un crecimiento de demanda con generación local insuficiente (por ejemplo, Cuyo, NOA en Salta, Centro y GBA). Por ese motivo, el gobierno argentino sustituyó dicho sistema por uno periférico. En estas últimas décadas, el Estado Nacional ha realizado diversas inversiones para ampliar en forma sustancial

el sistema de transmisión eléctrico de 500 kV, entre las que se cuentan el tendido periférico de líneas de alta tensión de 500 kV en las siguientes regiones: (i) NOA-NEA, (ii) Comahue-Cuyo y (iii) Sur de la Patagonia

5. COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN

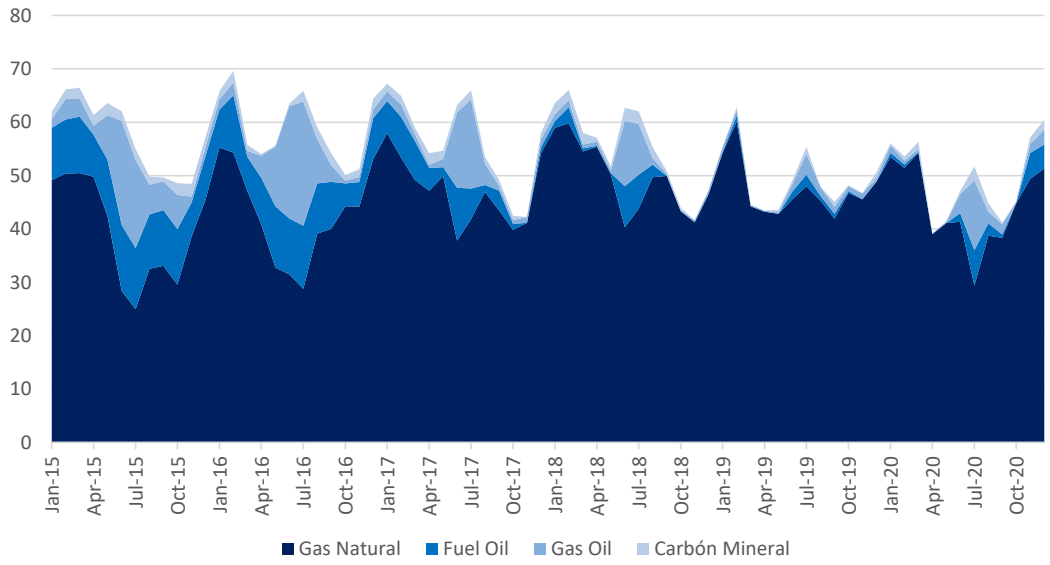
La matriz eléctrica argentina es preponderantemente térmica; por lo cual, el consumo de combustibles tiene gran importancia; tanto por volumen disponible como por su precio. Durante las últimas décadas, se ha podido observar que el uso de combustibles fósiles incrementó el costo medio de generación.

Si bien durante los 90s y parte de la primera década del siglo XXI, el principal combustible de la generación térmica fue el gas natural; a partir de 2007, las restricciones en la oferta de gas natural -primero en invierno y luego durante todo el año-, principalmente provocada por la falta de señales económicas (con tarifas congeladas y precios por debajo de los costos) que resultaron en una reducción de la producción de gas natural y en la necesidad de importar gas y GNL, que se tradujo en un explosivo incremento del consumo de fueloil y gasoil; así como también importaciones de gas de Bolivia, y en alguna ocasión puntual desde Chile, y gas natural licuado.

Los precios del petróleo y sus derivados se incrementaron desde 2008 hasta 2014 -salvo en 2009 por la crisis internacional- impactando sobre el precio de la generación eléctrica. Inclusive -en 2015 y 2016 cuando cayó el precio del petróleo y sus derivados- las restricciones de producción local de gas natural continuaron incrementando el uso de combustibles líquidos y gas importado. Durante este período, se observaron los precios máximos de energía históricos, que alcanzaron casi los 80 USD/MWh promedio año.

Sin embargo, como consecuencia de los planes de incentivos a la producción de gas natural (convencional y no convencional) aplicados desde 2015, a partir de mediados de 2018 se comenzó a observar un incremento en la disponibilidad de gas natural. En consecuencia, durante 2019, un año de temperaturas medias/templadas con incremento de generación de ERNC , el consumo de combustibles líquidos fue considerablemente más bajo que los años anteriores y se espera se mantenga en el corto plazo. Durante el año 2020, el consumo de combustibles líquidos aumentó respecto al año 2019, especialmente durante el último semestre del año dónde se utilizaron dichos combustibles para generar energía para la exportación a Brasil. Sin embargo, como consecuencia de la caída del precio del petróleo en el segundo semestre de 2020, los precios tanto de los combustibles líquidos, como del gas importado (GNL y Bolivia) presentaron fuertes caídas frente a años anteriores.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE CO MBUSTIBLE [Mm3/día gas natural equivalente]



Fuente: CAMMESA

DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS

El Directorio

Véase "Datos sobre directores, gerencia de primera línea, asesores y miembros del órgano de fiscalización – El Directorio".

Prácticas del Directorio

De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Sociedades, los Directores tienen la obligación de cumplir sus deberes con la lealtad y diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante nosotros, nuestros accionistas y terceros por el incumplimiento de sus deberes, por la violación de la ley o de nuestro estatuto social y otras regulaciones aplicables y por los daños y perjuicios causados por su dolo, abuso de facultades o culpa. Nuestro estatuto social, las regulaciones aplicables y las resoluciones de las asambleas de accionistas pueden asignar deberes específicos a un director. En tales casos, la imputación de responsabilidad de un director se hará atendiendo a su actuación individual siempre que su designación y asignación de funciones resuelta por asamblea estuviera inscripta en la Inspección General de Justicia.

Únicamente los accionistas a través de una asamblea de accionistas podrán autorizar a los directores para participar en actividades que se encuentran en competencia con nuestras actividades. Se autorizan las transacciones o los contratos celebrados entre directores e YPF LUZ, en la medida en que se realicen en condiciones justas de mercado. Si nuestros accionistas no hubiesen aprobado la transacción relevante, los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora que aprobaron dicha transacción serán solidaria e ilimitadamente responsables por cualquier daño y perjuicio causado a nosotros.

Un director con intereses personales que fueran contrarios a los nuestros con relación a cualquier materia deberá notificarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y se abstendrá de votar sobre esas cuestiones. De lo contrario, dicho director será responsable hacia nosotros.

Un director no será responsable si, sin perjuicio de su presencia en la reunión en la cual se adoptó una resolución o aún teniendo conocimiento de dicha resolución, existiera un registro por escrito de su oposición a la resolución y si informara de su oposición a la Comisión Fiscalizadora antes de que se presente una demanda en su contra ante el Directorio, la Comisión Fiscalizadora, la Asamblea de Accionistas, el organismo gubernamental correspondiente o los tribunales. La responsabilidad de un director ante nosotros finaliza con la aprobación de su gestión por los accionistas, en una Asamblea General, siempre y cuando los accionistas que representaran al menos el 5% de nuestro capital accionario no tengan objeciones y su responsabilidad no resulte de una violación a las leyes, a nuestro estatuto social u otras regulaciones aplicables.

Conforme a las Normas de la CNV, se entenderá como "independiente" a aquel director cuya principal relación material con la emisora sea su cargo en el órgano de administración en el que se desempeña. Este, será designado teniendo en cuenta su trayectoria profesional, idoneidad, conocimientos calificados, independencia de criterio, económica y de intereses, considerando además que pueda desempeñar sus funciones de forma objetiva e imparcial. Asimismo, se entenderá que un miembro del órgano de administración no reúne la condición de independiente, cuando se den una o más de las siguientes circunstancias:

- . Sea también miembro del órgano de administración de la controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico de la emisora, por una relación existente al momento de su elección o que hubiere cesado durante los 3 años inmediatamente anteriores.
- . Esté vinculado a la emisora o a los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta "participaciones significativas" o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta "participaciones significativas", o si estuvo vinculado a ellas por una relación de dependencia durante los últimos 3 años.
- . Tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga relaciones profesionales con habitualidad y de una naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios (distintos de los correspondientes a las funciones que cumple en el órgano de administración) de, la emisora o los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta "participaciones significativas", o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta "participaciones significativas". Esta prohibición abarca a las relaciones profesionales y pertenencia durante los últimos 3 años anteriores a la designación como director.
- . En forma directa o indirecta, sea titular del 5% o más de acciones con derecho a voto y/o del capital social en la emisora o en una sociedad que tenga en ella una "participación significativa".
- . En forma directa o indirecta, venda y/o provea bienes y/o servicios -distintos a los previstos en el inciso c)- de forma habitual y de una naturaleza y volumen relevante a la emisora o a los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta "participaciones significativas", por importes sustancialmente superiores a los percibidos como compensación por sus funciones como integrante del órgano de administración. Esta prohibición abarca a las relaciones comerciales que se efectúen durante los últimos 3 años anteriores a la designación como director.
- . Haya sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido fondos, por importes superiores a los descriptos en el inciso I) del artículo 12 de la Resolución UIF N° 30/2011 y sus

modificatorias, de la sociedad, su controlante y demás sociedades del grupo del que ella forma parte, así como de los ejecutivos principales de cualquiera de ellas.

- . Reciba algún pago, incluyendo la participación en planes o esquemas de opciones sobre acciones, por parte de la sociedad o de las sociedades de su mismo grupo, distintos a los honorarios a recibir en virtud de su función de director, salvo los dividendos que le correspondan en su calidad de accionista en los términos del inciso d) y el correspondiente a la contraprestación enunciada en el inciso e).
- . Se haya desempeñado como director en la emisora, su controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico por más de 10 años. La condición de director independiente se recobrará luego de haber transcurrido como mínimo 3 años desde el cese de su cargo como director.
- . Sea cónyuge o conviviente reconocido legalmente, pariente hasta el tercer grado de consanguinidad o segundo grado de afinidad de individuos que, de integrar el órgano de administración, no reunirían las condiciones de independencia establecidas en esta reglamentación.

A la fecha de este Prospecto, la Sociedad no cuenta con directores que revisten la condición de independientes bajo los criterios descritos anteriormente.

Remuneración de los miembros del Directorio y Comisión Fiscalizadora

La Ley General de Sociedades dispone que la remuneración total pagada a los miembros del Directorio (incluidos los directores que actúan en carácter ejecutivo) y de la Comisión Fiscalizadora con respecto a un ejercicio económico no puede exceder el 5% del resultado neto de dicho ejercicio si no se distribuyeran dividendos sobre dicho resultado neto siendo este límite aumentado hasta un 25% de las ganancias, basado en el monto de dividendos, si fuesen pagados. La remuneración del presidente y de los demás directores que actuaran en carácter ejecutivo, junto con la remuneración de la totalidad de los directores y los miembros de la Comisión Fiscalizadora, requiere aprobación de una Asamblea General Ordinaria de Accionistas según lo dispuesto por la ley argentina. Cuando el ejercicio de comisiones especiales o de funciones técnico-administrativas por parte de uno o más directores, frente a lo reducido o a la inexistencia de ganancias excedan los límites prefijados, sólo podrán hacerse efectivas tales remuneraciones en exceso si fuesen expresamente acordadas por la asamblea de accionistas, a cuyo efecto deberá incluirse el asunto como uno de los puntos del orden del día.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, el 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2019, los miembros del Directorio de YPF LUZ han renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. Por su parte, los miembros de la Comisión Fiscalizadora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 han recibido una compensación por la suma de $49.800, es decir $16.600 por síndico titular. En 2018 y 2019 la Comisión Fiscalizadora ha renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. Durante el año 2020, nuestros programas de remuneración basados en el desempeño incluyeron un plan de bonificación para aproximadamente 173 empleados fuera de convenio y 167 empleados sindicalizados

Los directores de YPF LUZ no tienen ningún contrato de servicios con YPF LUZ que implique el pago de compensaciones distintas a las mencionadas previamente por el cumplimiento de sus funciones en la Sociedad.

Empleados

Nuestra fuerza de trabajo consiste en personal permanente y temporario el cual, al 31 de diciembre de 2020, 2019, 2018, 2017, 2016 y 2015, de acuerdo a información interna de la Sociedad, teníamos 340, 336, 292, 175, 99 y 89 empleados respectivamente.

Nuestro equipo se encuentra formado por sólidos profesionales, técnicos y especialistas con experiencia en la industria de generación. La nómina a la fecha del presente Prospecto totaliza 340 personas distribuidas entre todas las operaciones de YPF EE ubicadas en El Bracho (Provincia de Tucumán), Loma Campana (Provincia de Neuquén), Manantiales Behr (Provincia de Chubut), La Plata (Provincia de Buenos Aires), Los Teros, Azul (Provincia de Buenos Aires) y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Aproximadamente el 51% de este personal ocupa posiciones fuera de convenio, mientras que el 49% restante se encuentra encuadrado en los siguientes gremios según corresponda su función y zona geográfica, a saber: i) Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLyF); ii) Sindicato de Luz y Fuerza de Capital Federal (LyF Cap.); iii) Sindicato Regional de Luz y Fuerza de la Patagonia (LyF Pat); iv) Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía (APUAYE); v) Asociación del Personal Jerárquico del Agua y la Energía (APJAE); y vi) Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía (APSEE).

En el siguiente cuadro (cuadro 1) se detalla la apertura de la plantilla por zona geográfica y encuadre gremial. Vale mencionar que a la fecha se mantienen excelentes relaciones con cada uno de los representantes gremiales logrando el contexto necesario para asegurar la productividad y eficiencia en nuestras operaciones.

Encuadre / Zona	Tucumán	Capital Federal	Buenos Aires	Los Teros	Neuquén	Chubut	Total
Fuera de convenio	23	113	13	4	5	14	**172**
Dentro de convenio	93	0	34	4	26	11	**168**
Total	**116**	**113**	**47**	**8**	**31**	**25**	**340**

En el siguiente cuadro se detalla la clasificación del personal de la Sociedad en orden a sus posiciones vigentes al 31 de diciembre de 2020.

Área	Cantidad de personas
Gerencia	24
Jefatura/Supervisión	41
Coordinación/Supervisión	54
Profesionales/Analistas/Operarios	133
Técnicos	88
Pasantes	0
Total	**340**

PF EE considera que el desarrollo profesional de cada empleado es un pilar clave de crecimiento organizacional sostenido. En este sentido, y para mantener en alto nivel el compromiso y la motivación del personal, contamos con programas de formación técnica y genérica, de idioma, programas de gestión de liderazgo así como también oportunidades de movilidad. Proveemos los medios necesarios para el aprendizaje continuo de nuestra gente mediante la formación integral y el acompañamiento en cada etapa de su desarrollo, fomentando la visión global del negocio y una cultura orientada hacia los resultados y la política de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional (CMASS).

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Accionistas principales

Al 31 de diciembre de 2018, 2019 y 2020 y a la fecha de emisión del presente Prospecto, nuestro capital social es de Ps. 3.747.070.355 representado por 2.810.302.991 acciones ordinarias Clase A, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal Ps. 1 cada una y 936.767.364 acciones ordinarias Clase B, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal Ps. 1 cada una.

A la fecha del presente Prospecto los accionistas titulares de más de un 5% de nuestro capital social son los siguientes:

	Cantidad de Acciones	(%)
Accionistas Clase A:		
YPF	2.723.826.879	72,69218%
Accionistas Clase B:		
GE EFS	936.767.364	24,99999%

Las acciones Clase A y acciones Clase B de la Sociedad tienen los mismos derechos de voto, distribución y liquidación, sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas de la Sociedad.

Prenda de acciones de la Compañía

Con fecha 20 de marzo de 2018, GE EFS ha gravado 936.767.364 acciones ordinarias escriturales Clase B de la Compañía con un derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de la Sucursal Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía y en beneficio de ciertos beneficiarios, en virtud del Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía celebrado por GE EFS. con fecha 20 de marzo de 2018. La mencionada cantidad de acciones son representativas del 24,99% del capital social y 24,99% de los votos de la Compañía. Dicha Prenda de Acciones estará sujeta a lo dispuesto por el estatuto y el Acuerdo de Accionistas de la Compañía.

Con fecha 12 de febrero de 2021, YPF S.A. ha gravado 1.873.535.178 acciones ordinarias escriturales Clase A de la Compañía con un derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de la Sucursal Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía y en beneficio de ciertos beneficiarios, en virtud del Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía celebrado por YPF S.A. con fecha 12 de febrero de 2021. La mencionada cantidad de acciones son representativas del 50% del capital social y 50% de los votos de la Compañía. Dicha Prenda de Acciones estará sujeta a lo dispuesto por el estatuto y el Acuerdo de Accionistas de la Compañía. YPF es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, cuyo 51% es de propiedad del Estado Nacional – MEyM.

GE EFS es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de los Países Bajos de propiedad en un 100% El 100% del capital social de GE EFS es de titularidad de BNR Infrastructure Investment Partnership L.P. ("BNR"), un fondo de inversión, cuyos socios son, respectivamente, subsidiarias de General Electric Company y Silk Road Fund Co., Ltd. General Electric Company es titular indirectamente del 50% de los derechos económicos de BNR y Silk Road Fund Co. Ltd es titular indirectamente del otro 50% de los derechos económicos de BNR. General Electric Company, a través de sus afiliadas, es la administradora de BNR.

GE EFS no se encuentra sujeta a restricción o prohibición legal alguna en los Países Bajos para desarrollar sus negocios en el lugar de su constitución, con excepción de las restricciones generalmente aplicables a todas las compañías en los Países Bajos.

Acuerdo de Accionistas

El 20 de marzo 2018 la Sociedad y todos sus accionistas celebraron el Acuerdo de Accionistas que se encuentra vigente a la fecha del presente Prospecto. Adicionalmente, todos los accionistas actuales de la Sociedad son parte del Acuerdo de Accionistas.

Designación de directores

La dirección y administración de la Sociedad se encuentra a cargo de un directorio compuesto por 8 directores titulares y hasta 8 directores suplentes, según lo establezca la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en cada oportunidad en la cual sean elegidos los miembros del directorio. El directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Sociedad, sin otras limitaciones que las que resultan de la legislación vigente, los Estatutos Sociales y el Acuerdo de Accionistas.

El mandato de los directores es de 3 ejercicios, pudiendo ser reelegidos indefinidamente. Los directores serán elegidos de la siguiente forma:

- la Clase A de acciones tendrá derecho a designar 6 directores titulares y hasta 6 directores suplentes; y
- la Clase B de acciones tendrá derecho a designar 2 directores titulares y hasta 2 directores suplentes.

Asimismo, los directores designados por una Clase de acciones podrán ser removidos en cualquier momento por decisión de la Clase de acciones que lo hubiera elegido.

Los directores suplentes sólo podrán reemplazar directores titulares que hubieran sido elegidos por la misma Clase de acciones que hubiera elegido al director suplente en cuestión. En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa, incluyendo sin limitación muerte, renuncia, remoción, licencia y/o incapacidad sobreviniente de un director titular, esté será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de directorio siguiente (sin que sea necesaria una resolución expresa del directorio) por un director suplente o un nuevo director titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al director titular que se encuentre ausente o hubiera cesado en su cargo.

Presidente y Vicepresidente

Mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de designar al Presidente del directorio, y mientras la Clase B de Accionista represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar al Vicepresidente del directorio.

Reuniones de Directorio

La convocatoria a las reuniones deberá ser realizada por el Presidente del directorio a la totalidad de los directores así como a los síndicos de la Sociedad indicando la agenda propuesta y el día, hora y lugar de la reunión, así como el orden del día a tratarse, mediante correo electrónico con una anticipación no menor a 7 días hábiles, para cuyo caso se computarán como día hábil el día en que se realiza la convocatoria y el día de la reunión de directorio, salvo acuerdo unánime de los directores.

Salvo acuerdo de la mayoría de los directores titulares, el directorio deberá reunirse en forma mensual en el lugar que el Presidente del directorio lo determine.

El Directorio sesiona con la mayoría absoluta de los miembros que lo componen, presentes o comunicados por conferencia telefónica o video conferencia o cualquier otro medio de comunicación que permita a los participantes escucharse mutuamente, y toma resoluciones por mayoría de votos presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. En caso de empate, el Presidente no tendrá voto de desempate, salvo el caso previsto en el artículo sexto de los Estatutos Sociales.

Comisión Fiscalizadora

La fiscalización de la Sociedad será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes. Los síndicos duran un año en sus funciones y podrán ser reelegidos indefinidamente.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora serán designados de la siguiente forma:

- la Clase A de Accionistas tendrá derecho a designar 2 miembros titulares y 2 miembros suplentes y designará al Presidente de la Comisión Fiscalizadora; y
- la Clase B de Acciones tendrá derecho a designar 1 miembro titular y 1 miembro suplente y designará al Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

En caso de que las Clases A y B representen, cada una de ellas, el 50% de las acciones ordinarias de la Sociedad, entonces

- la Clase A tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente;
- la Clase B tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente; y
- ambas clases en conjunto designarán en forma conjunta 1 síndico titular y 1 síndico suplente. En este último caso el Presidente y Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora serán designados anualmente y en forma alternada por la Clase A y la Clase B.

Asimismo, si la Clase A de acciones llegase a representar más del 87,5% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes, además del derecho a designar al Presidente y al Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa de un síndico titular, esté será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de la Comisión Fiscalizadora siguiente por un síndico suplente o un nuevo síndico titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al síndico titular que se encuentre ausente o haya cesado en su cargo.

Funcionarios ejecutivos

Mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de proponer al Gerente General (CEO) y al Gerente de Operaciones (COO) de la Sociedad y de sus subsidiarias, debiendo la Clase B aprobar a quienes se desempeñarán en tales cargos entre los candidatos propuestos.

Mientras la Clase B de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de proponer al Gerente Financiero (CFO) y al Gerente de Compliance (CCO) de la Sociedad y de sus subsidiarias, debiendo la Clase A aprobar a quienes se desempeñarán en tales cargos entre los candidatos propuestos.

Las referidas aprobaciones no podrán ser irrazonablemente denegadas o demoradas.

Asambleas de accionistas

Las asambleas de accionistas pueden ser convocadas simultáneamente en primera y segunda convocatoria, en la forma establecida en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades, sin perjuicio de lo dispuesto para la asamblea unánime. La convocatoria deberá ser realizada dentro de los 15 días de requerida por cualquier accionista (salvo que otro plazo sea legalmente requerido, en cuyo caso la convocatoria deberá ser realizada en el menor tiempo posible). En caso de que la convocatoria no sea realizada dentro de los 3 días de requerida cualquier miembro de la Comisión Fiscalizadora podrá realizar la convocatoria.

Sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas, cualquier decisión adoptada en asamblea de accionistas, ordinaria o extraordinaria, requerirá el voto favorable de la mayoría de las acciones con derecho a voto de la Sociedad.

Adicionalmente, mientras cualquiera de las Clases de acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, determinadas decisiones fundamentales que podrían ser adoptadas por el directorio o por la asamblea de accionistas de la Sociedad requerirán el voto favorable de al menos 1 director elegido por dicha Clase –en caso de que la decisión fuera a ser adoptada por el directorio– o por dicha Clase –en caso de que la decisión fuera a ser adoptada por la asamblea–. El mismo derecho será aplicable, pero para un elenco más reducido de decisiones fundamentales que podrían ser adoptadas por el directorio o por la asamblea de la Sociedad, mientras cualquiera de las Clases de acciones represente al menos el 12,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad.

GE tiene, asimismo, un derecho personal a que determinadas decisiones que podrían ser decididas por el directorio de la Sociedad sean aprobadas por un director electo por la Clase de acciones a la que pertenezca GE siempre que GE sea titular, en forma directa o indirecta, de al menos un 12,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad.

Los derechos otorgados a la Clase en cuestión serán suspendidos en el supuesto de transferencia de participaciones sociales de la Sociedad a competidores de la Sociedad (tal como se los define en el Acuerdo de Accionistas).

Las Clases de acciones podrán celebrar asambleas especiales, las que podrán incluso ser auto convocadas si reúnen el carácter de unánimes en los términos del artículo 237 de la Ley General de Sociedades. Cualquier decisión adoptada por una Clase de acciones requerirá el voto favorable de la mayoría de las acciones con derecho a voto de la Clase en cuestión.

Transferencia de acciones

La disposición, directa o indirectamente, de derechos políticos y/o económicos respecto de acciones, títulos, opciones o derechos (convertibles o no en acciones de la Sociedad) emitidos por la Sociedad que pretenda ser realizada por accionistas directos o indirectos de la Sociedad se encuentra restringida en el Acuerdo de Accionistas.

Dichas restricciones incluyen al derecho de primera oferta y el derecho de venta conjunta. Los términos de dichas restricciones han sido incluidos en los artículos Noveno y Décimo del estatuto social.

Las restricciones aludidas no resultan de aplicación en ciertos supuestos (tal como la transferencia a Afiliadas).

Suministro preferencial

En tanto los términos aplicables al suministro en cuestión sean de mercado, sean en el mejor interés de la Sociedad y se cumplan las restantes condiciones previstas en el Acuerdo de Accionistas:

- GE tendrá el derecho preferente de suministrar a la Sociedad equipamiento (y servicios de mantenimiento del mismo) fabricado o garantizado por GE;
- YPF tendrá el derecho preferente de suministrar gas natural para las centrales de generación térmica de la Sociedad y sus subsidiarias; y
- AESA tendrá el derecho preferente de proveer servicios EPC a la Sociedad y sus subsidiarias.

No competencia y oportunidades de negocios

Con excepción de limitadas excepciones, ninguno de los accionistas de la Sociedad podrá ser ni participar en cualquier competidor de la Sociedad o titular de activos que compitan con aquellos de la Sociedad.

Asimismo, sujeto a los términos específicos del Acuerdo de Accionistas, en caso de que cualquier accionista de la Sociedad tuviera la intención de desarrollar en Argentina una oportunidad de negocio vinculada a la generación o transmisión de energía deberá comunicarlo a los restantes accionistas a efectos de determinar si la oportunidad será desarrollada por la Sociedad.

Ley aplicable y jurisdicción

El Acuerdo de Accionistas se rige por las leyes del Estado de Nueva York, sin que resulten de aplicación los principios de reenvío que podrían resultar en la aplicación de cualquier otra ley.

En caso de disputas bajo el Acuerdo de Accionistas las mismas se deberán someter a un arbitraje bajo las reglas de la Cámara de Comercio Internacional ante un panel arbitral compuesto por 3 árbitros.

Transacciones con partes relacionadas

El siguiente es un breve resumen de ciertos arreglos, acuerdos y transacciones materiales que tenemos con partes relacionadas. También realizamos otras transacciones con partes relacionadas que no consideramos materiales.

Cabe resaltar que, de conformidad con lo previsto en el Acuerdo de Accionistas, siempre que una Clase de Acciones posea más del 24,5% del capital social de la Compañía, las transacciones que realicemos con partes relacionadas requieren la aprobación de al menos un director designado por dicha Clase de Acciones.

Hemos realizado y, en el futuro, podemos realizar transacciones con partes relacionadas. Creemos que cualquier transacción u operación con partes relacionadas que celebramos en el pasado se realizaron de acuerdo con la actividad ordinaria comercial, con el principio de igualdad de condiciones y con prácticas del mercado usuales. Conforme a los términos del pacto de accionistas celebrado entre nosotros, YPF y General Electric, AESA tiene un derecho preferencial para proveernos con servicios EPC, General Electric tiene un derecho preferencial para proveernos turbinas, generadores y otro material (y proveer servicios de mantenimiento en el respecto de ello) e YPF tiene un derecho preferencial para proveernos con gas natural a ser usado en nuestras plantas de energía térmica, en cada caso, siempre que tales ventas y servicios se realizan de acuerdo con el principio de igualdad de condiciones y conforme con nuestro mayor interés.

Nuestras transacciones con partes relacionadas se detallan en la Nota 32 a nuestros Estados Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020. A continuación, una breve descripción de nuestras transacciones con partes relacionadas más relevantes:

Venta de electricidad a CAMMESA

Celebramos PPAs con CAMMESA para nuestras plantas en operación y para nuestros proyectos. Adicionalmente, proveemos energía a CAMMESA en el marco de la Resolución N° 31/2020.

CAMMESA es nuestro principal comprador de energía. El siguiente cuadro presenta el importe de los saldos al de diciembre de 2020, 2019 y 2018 y de las transacciones realizadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 con CAMMESA.

		Créditos por ventas	Otros créditos corrientes	Otros créditos no corrientes
		(cifras expresadas en miles de pesos argentinos)		
CAMMESA	31.12.2020	5.572.410	-	-
	31.12.2019	4.256.169	34.008	-
	31.12.2018	1.816.331	124.731	452.881

		Ingresos	Compras y Servicios	Intereses
CAMMESA	31.12.2020	14.914.117	169.023	670.681
	31.12.2019	12.010.183	283.179	611.025
	31.12.2018	5.881.414	128.426	37.028

PPAs y otros acuerdos de servicios con YPF

Celebramos PPAs y otros acuerdos de servicio con YPF para la provisión o generación de energía eléctrica y otros servicios vinculados.

Acuerdo de licencia con YPF

Celebramos un acuerdo de licencia con YPF, con fecha 13 de marzo de 2018, para el uso, entre otros, de “YPF Luz” e “YPF”. El acuerdo es para el uso exclusivo de tales marcas, sin cargo y tiene un plazo de cinco años y se extiende automáticamente por un año adicional a menos que demos aviso 30 días antes de la fecha de terminación.

Acuerdo de relación con YPF

Celebramos un acuerdo de relación con YPF con fecha 7 de febrero de 2018 para la provisión de ciertos servicios de transición. Conforme al acuerdo de relación, tenemos la opción de solicitarle a YPF la provisión de servicios de contabilidad, recursos humanos, tecnología de información, servicios financieros, legales, fiscales y otros servicios administrativos. Estos servicios estarán disponibles para nosotros durante un año desde la fecha de celebración y su duración puede extenderse por hasta dos períodos de un año. La prestación de cualquier servicio se puede rescindir a nuestra opción y sin penalidades previa notificación con 30 días de antelación.

La Compañía se encuentra negociando con YPF una nueva extensión de la vigencia de este Acuerdo de Relación hasta febrero de 2022.

Contratos de EPC y de mantenimiento con AESA

En relación con la construcción de la planta de energía La Plata Cogeneración II celebramos un Contrato EPC aceptando la carta de oferta de AESA, una sociedad controlada de YPF, de fecha 16 de febrero de 2017, para la construcción de la planta y la instalación de una turbina de gas y otros sistemas y equipos relacionados. Este es un contrato de llave en mano pero el suministro de los equipos que se instalaron fue realizado por General Electric (ver "Contratos de suministro con General Electric"). El monto total pagadero a AESA bajo este contrato es de US$ 24.758.717 y de Ps. 1.427.847.951. Dicho monto será fue pagado en cuotas que serán pagaderas a medida que se vayan fueron completando ciertas etapas del proyecto. De conformidad con los términos del contrato, AESA dio una garantía técnica para las obras de construcción. Se establecieron penalidades si la planta no es entregada en la fecha acordada. La fecha fijada originalmente para la finalización y la entrega de la planta era el 20 de abril de 2020.

Adicionalmente, a partir del 2 de mayo de 2017 celebramos un contrato de Operación y Mantenimiento (acuerdo de O&M) con AESA para la prestación de ciertos servicios relacionados con la operación y el mantenimiento de la planta Loma Campana Este. De conformidad con los términos del contrato pagaremos un monto fijo a AESA por dicho mantenimiento. Este contrato tuvo un plazo de 36 meses a partir de su celebración. A partir de la solicitud de YPF de extender y adaptar el PPA, el mismo paso a un valor de potencia garantizada de 5MW a partir del 21 de julio de 2020, la cual se extenderá hasta el 31 de diciembre de 2022.

Adquisición y venta de nuestra participación patrimonial en Central Dock Sud

El 26 de mayo de 2017, YPF nos aportó (i) el 42,86% del capital social y los votos de Inversora Dock Sud S.A. (poseedora de una participación del 71,78% del capital social y los votos de CDS); y (ii) del 9,64% del capital social y los votos de CDS. A cambio de tal contribución, emitimos 777.033.657 acciones.

Con fecha 1° de marzo de 2018 celebramos un acuerdo de transferencia de acciones con YPF por medio del cual transferimos a YPF las acciones de CDS que oportunamente YPF nos había aportado y que representan el 9,64% del capital social de CDS.

Venta de Área Ramos a YPF

Con fecha 2 de febrero de 2018 celebramos un acuerdo con YPF por medio del cual acordamos transferir a YPF el fondo de comercio integrado por el 27% del interés indiviso sobre todos los derechos, títulos, privilegios, beneficios y obligaciones existentes sobre el área de concesión de explotación de hidrocarburos denominada "Área Ramos" ubicada en la Provincia de Salta, otorgada mediante Decreto Nacional N° 90/91 del 14 de enero de 1991 (tal como fuera extendida mediante la Decisión Administrativa N° 92/96), incluyendo la participación sobre la concesión de explotación otorgada con relación al Consorcio Área Ramos y la participación en el convenio de operación conjunta del Consorcio Área Ramos denominado "*Joint Operating Agreement for Ramos Area Province of Salta*" celebrado el 1° de abril de 1979 entre (i) Pluspetrol S.A.; (ii) Techint Compañía Internacional S.A.I.C.; y (iii) Selva Oil, Inc., con todas sus enmiendas.

La transferencia del Consorcio Área Ramos fue realizada en los términos de la ley de transferencia de fondo de comercio N° 11.867.

Esta transacción se consideró como reorganización libre de impuestos a efectos de impuestos argentinos. Al finalizar la transacción, la AFIP nos comunicó que no se debían impuestos relacionados con esta transacción.

Adquisición de una participación patrimonial de 33,33% en ambas Y-Gen Eléctrica S.A.U. e Y-Gen Eléctrica II S.A.U. de General Electric

El 20 de marzo de 2018 a raíz de un aumento de capital, emitimos acciones representativas del 24,99% del capital social y votos, las cuales fueron suscriptas por GE EFS Power Investments B.V. en los términos del contrato de suscripción de acciones celebrado el día 6 de febrero de 2018. El precio de suscripción de las nuevas acciones fue de US$ 275.000.000, como precio firme, y de US$ 35.000.000 como precio contingente.

Simultáneamente con la suscripción de las acciones por parte de GE EFS Power Investments B.V. celebramos con GE Capital Global Energy Investments B.V. (antes Guayama PR Holdings B.V.) un acuerdo de cesión de cuotas a través del cual adquirimos la totalidad de las cuotas de propiedad de GE Capital Global Energy Investments B.V. emitidas por YGEN e YGEN II. En virtud de dicho acuerdo, a la fecha del presente Prospecto, somos titulares del 100% del capital social de las compañías YGEN e YGEN II.

Acuerdos de suministro con General Electric

Con fecha 16 de febrero de 2017 aceptamos la carta oferta para la provisión de servicios de EPC de GE, para el diseño y la construcción de nuestra planta El Bracho TV. Este acuerdo EPC es un acuerdo de llave en mano e incluyó la provisión de la turbina de vapor. De conformidad con los términos de dicha carta, General Electric diseñó, construyó e instaló la turbina de vapor para completar el Ciclo Combinado de El Bracho. Según lo establecido en el acuerdo, el monto total a pagar a General Electric será de aproximadamente US$ 273.677.000. Dicho monto se pagó en cuotas a medida que se fueron completando ciertas etapas del proyecto. Conforme a los términos del acuerdo, General Electric dará una garantía técnica hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecen penalidades por el atraso en la entrega de la central en la fecha establecida. Con fecha 23 de octubre de 2020 CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la Turbina de Vapor N° 1 de la Central Térmica El Bracho hasta una potencia máxima total de 199 MW. La Turbina de Vapor N°1 completa el ciclo combinado de El Bracho, en Tucumán, y agrega 199 MW de capacidad instalada a la turbina de gas a ciclo abierto de alta eficiencia inaugurada en 2018. De esta manera el Ciclo Combinado completo alcanzará una potencia combinada total de 473 MW.

Adicionalmente, celebramos un acuerdo de suministro con General Electric aceptando su carta de oferta de fecha 29 de diciembre de 2017, para la adquisición de una turbina de gas junto con su correspondiente generador de energía y un generador de vapor de recuperación de calor para La Plata Cogeneración II. De conformidad con los términos de dicho acuerdo, General Electric proveyó la turbina de gas y demás equipamiento FOB Puerto de Exportación el día 15 de mayo de 2019, mientras que la instalación estuvo a cargo de la empresa AESA. EL Contrato prevé multas por demora en la entrega de los equipos como asimismo sanciones por incumplimiento de la garantía de performance de los mismos. Con fecha 27 de octubre de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial hasta una potencia máxima total de 89,2 MW, del Agente Cogenerador YPF Energía Eléctrica S.A.

Por ambos contratos se otorgaron garantías, y se acordó la presentación de servicios suplementarios habituales y demás equipamiento para instalar, operar y mantener las turbinas adquiridas a General Electric.

Por otro lado, hemos celebrado diversos contratos de Operación y Mantenimiento (contratos de O&M) con General Electric para la prestación de ciertos servicios relacionados con el mantenimiento de ciertas turbinas ubicadas en las plantas San Miguel de Tucumán, Tucumán, Loma Campana I, Loma Campana II, El Bracho TG y TV y La Plata Cogeneración I y II. De conformidad con los términos de estos contratos, General Electric nos proporcionará el soporte técnico relacionado a la operación y mantenimiento de dichas turbinas, realizará el mantenimiento de las mismas y, en ciertos casos, suministrará los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios le pagaremos a General Electric (i) un monto fijo mensual por cada contrato y por cada turbina sobre la cual General Electric proporcionará sus servicios; y (ii) una tasa variable equivalente a una cierta cantidad de horas de producción de cada turbina. Los contratos de O&M con General Electric tienen un plazo de finalización anticipado relacionado a cierto plazo (generalmente de entre 10 y 12 años dependiendo de la tecnología y la antigüedad de las turbinas que cubra cada contrato) o a un cierto monto equivalente a una cierta cantidad de horas de producción de las turbinas. Bajo algunos contratos de O&M, General Electric garantizará, siempre y cuando cumplamos con los términos y condiciones establecidos, una disponibilidad mínima de las turbinas.

Asimismo, YPF LUZ aceptó la oferta de General Electric de fecha 25 de junio 2018 y del 4 de julio 2018, relacionada con el suministro de 32 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción de un parque eólico por una potencia de 123MW situado en Los Teros I, Localidad Azul, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Este contrato reviste la modalidad de un contrato llave en mano. De conformidad con los términos de dicho contrato, General Electric diseñó, construyó, suministró e instaló los aerogeneradores del parque eólico. El monto pagado a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como para el montaje y puesta en marcha del parque eólico fue de aproximadamente US$138.648.699. El precio se pagó mediante una modalidad mixta de: (i) hitos, en lo relacionado a la provisión y suministro de los aerogeneradores y sus equipos auxiliares; y (ii) por certificación de avance de obra en lo relativo al montaje y puesta en marcha de los mismos. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgó una garantía técnica de la obra y de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecen penalidades por el atraso en la entrega del parque eólico en las fechas establecidas. Con fecha 17 de septiembre de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 99,58 MW correspondientes a 26 aerogeneradores. Posteriormente se obtuvo la habilitación comercial de los restantes aerogeneradores que completan PELT I, de modo de alcanzar una potencia total de 123 MW.

Adicionalmente, YPF LUZ aceptó la oferta de General Electric de fecha 27 de febrero de 2019 relacionada con el suministro de 29 aerogeneradores, sus respectivos montajes y puesta en marcha, juntamente con todas las obras para la construcción de un parque eólico por una potencia de 120MW denominado Cañadón León y situado en la Provincia de Chubut, Argentina. Este contrato reviste la modalidad de un contrato llave en mano. De conformidad con los términos de dicho contrato, General Electric diseñará, construirá, suministrará e instalará los aerogeneradores del parque eólico. El monto total por pagar a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como para ejecución de obra, el montaje y puesta en marcha del parque eólico será de aproximadamente US$135.804.223. El precio se pagará mediante una modalidad mixta de: (i) hitos, en lo relacionado a la provisión y suministro de los aerogeneradores y sus equipos auxiliares; y (ii) por certificación de avance de obra en lo relativo a la ejecución de obra, montaje y puesta en marcha de estos. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgará una garantía técnica de la obra y una garantía técnica y de performance de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. La fecha fijada para la finalización y entrega de la planta era el 01 de junio de 2020 para los primeros 100MW y 28 de junio de 2020 para los

restantes 20MW. Se establecen penalidades si el parque eólico no se entrega en las fechas establecidas. Según lo descripto en la sección "Información de la emisora – Generación de energías renovables en construcción", con fecha 8 de enero de 2021, GESA notificó a LDL la resolución del Contrato de Obra por supuesto incumplimiento esencial y deliberado del Contrato de Obra por parte de LDL Se planea la habilitación comercial para el segundo trimestre de 2021.

También, con fecha 7 de febrero de 2020 YPF Luz aceptó la oferta de General Electric relacionada con el suministro de 13 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción de un parque eólico por una potencia de 52MW denominado Los Teros II y situado en la localidad de Azul, Provincia de Buenos Aires, Argentina. El contrato prevé el suministro de equipos y la ejecución del montaje, comisionado y puesta en marcha, excluyendo la ejecución de obras civiles o electromecánicas vinculadas al balance de planta o "BOP" (las cuales se encuentran a cargo de otros proveedores). El monto total por pagar a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como el montaje y puesta en marcha del parque eólico será de aproximadamente US$ 43.386.291. El precio se pagará según el cumplimiento de una serie de hitos dispuesto en el contrato. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgará una garantía técnica y de performance de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecen penalidades si el parque eólico no se entrega en las fechas establecidas. La fecha fijada para la finalización y entrega de la planta era el 4 de noviembre de 2020. Se prevé la habilitación comercial para el primer trimestre de 2021.

Asimismo, YPF Luz hemos celebrado con General Electric diversos contratos de Mantenimiento para los parques eólicos desarrollados por éste (Los Teros I, Los Teros II y Cañadón León) a partir de la aceptación por parte de YPF Luz de las Ofertas de General Electric de fecha 27 de junio de 2019 y 6 de febrero de 2020. De conformidad con los términos de estos contratos, General Electric nos proporcionará el soporte técnico relacionado con el mantenimiento de los aerogeneradores y ciertos componentes auxiliares y, en ciertos casos, suministrará los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios le pagaremos a General Electric una cuota trimestral por aerogenerador que cubre e incluye todos los servicios y provisiones que brinde General Electric bajo dichos contratos. Cada uno de dichos contratos posee una extensión de 10 años contados a partir de la fecha COD de cada uno de los parques. Conforme a los términos de los contratos General Electric otorga una garantía de disponibilidad basada en producción de los aerogeneradores, sujeto al cumplimiento de ciertos parámetros establecidos en el contrato.

Garantía de YPF

En relación con el contrato de préstamo con IIC, el 2 de diciembre de 2016 YPF celebró un contrato de garantía con IIC en virtud del cual YPF otorgó una garantía incondicional e irrevocable a favor de IIC para todas las obligaciones de pago de YPF LUZ bajo los términos del contrato de préstamo. En virtud de esta garantía, desde el 20 de marzo de 2018, comenzamos, de acuerdo a los términos y condiciones de dicho contrato, a pagarle a YPF una tasa equivalente al 1,5% del monto de capital pendiente de pago.

Legislación argentina relativa a transacciones con partes relacionadas

Nuestro accionista YPF realiza oferta pública de sus acciones en Argentina. En consecuencia, cabe destacar que el Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales establece que antes de que una sociedad que realice oferta pública de sus acciones en Argentina - como el caso de nuestro accionista YPF- pueda celebrar actos o contratos que involucren un "monto relevante" con una o más partes relacionadas, dicha sociedad debe obtener la aprobación de su directorio y el pronunciamiento, previo a dicha aprobación del directorio, de su comité de auditoría o de dos firmas evaluadoras independientes en los que se manifieste que las condiciones de la operación son congruentes con aquéllas que podrían haberse obtenido en una operación en condiciones normales y habituales de mercado.

A los fines del Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales y Regulaciones de la CNV, "monto relevante" significa un importe que supere el 1% del patrimonio social de la sociedad emisora medido conforme al último balance aprobado. A los fines de la Ley de Mercado de Capitales, "parte relacionada" significa (i) los directores, integrantes del órgano de fiscalización y gerentes; (ii) las personas físicas o jurídicas que tengan el control o posean una participación significativa en la sociedad o en su accionista controlante (según las definiciones previstas por las Normas de la CNV); (iii) cualquier otra sociedad que se halle bajo control común; (iv) los familiares directos de las personas mencionadas en los apartados (i) y (ii) precedentes; o (v) las sociedades en las que las personas referidas en los apartados (i) a (iv) precedentes posean directa o indirectamente participaciones significativas. Siempre que no se configure alguno de los casos mencionados, no será considerada "parte relacionada" a los efectos de este artículo una sociedad controlada por la sociedad emisora;

Según las Normas de la CNV, a los efectos de lo dispuesto en el art. 72 de la Ley de Mercado de Capitales se considerarán personas con "participación significativa" a aquéllas que posean acciones que representen por lo menos el 15% del capital social, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se trate, o de su controlante.

Los actos o contratos referidos anteriormente, inmediatamente después de haber sido aprobados por el directorio, deberán ser informados a la CNV, con expresa indicación de la existencia del pronunciamiento del comité de auditoría o, en su caso, de las firmas evaluadoras independientes. Asimismo, a partir del día hábil inmediatamente posterior al día en que la transacción sea

aprobada por el directorio, los informes del comité de auditoría o de las firmas evaluadoras independientes se pondrán a disposición de los accionistas en la sede social.

Si el Comité de Auditoría o las dos firmas evaluadoras independientes dictaminan que el contrato no constituye una operación adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado, deberá obtenerse previa aprobación en la asamblea de la sociedad.

INFORMACIÓN CONTABLE

Estados financieros

La información financiera incluida en este Prospecto corresponde a los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados han sido preparados de acuerdo con las NIIF. La adopción de la totalidad de las NIIF, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (el "IASB") fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (las "FACPCE") y por las Normas de la CNV.

La información financiera incluida en el Prospecto se ha presentado en base a las cifras que surgen de los estados financieros consolidados.

El 16 de marzo de 2018, el directorio de la Sociedad aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés). Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2017 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados del año que terminó el 31 de diciembre de 2018 son nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Descripción de las obligaciones negociables

Introducción

En oportunidad de la emisión de cada serie de obligaciones negociables, y según sea informado en el respectivo Suplemento de Precio, podremos celebrar un convenio de fideicomiso (el "Contrato de Fideicomiso") en beneficio de los tenedores, en virtud del artículo 13 de la Ley de Obligaciones Negociables, con una entidad financiera o firma intermediaria que se desempeñará como fiduciario (el "Fiduciario"). El Fiduciario, u otra entidad que designemos oportunamente a tales efectos, podrá también desempeñar las funciones de coagente de registro (en tal carácter, el "Coagente de Registro"), principal agente de pago (en tal carácter, el "Principal Agente de Pago" y junto con los demás agentes de pago conforme al Contrato de Fideicomiso, los "Agentes de Pago") y agente de transferencia (en tal carácter, un "Agente de Transferencia", y junto con cualquier otro agente de transferencia conforme al Contrato de Fideicomiso, los "Agentes de Transferencia"). En dicho contrato, si lo hubiera, se designará también un agente de registro (en tal carácter, el "Agente de Registro"), que podrá ser Agente de Pago, Agente de Transferencia y representante del Fiduciario en Argentina (en tal carácter, el "Representante del Fiduciario en Argentina").

Las obligaciones negociables podrán ser emitidas periódicamente en una o más clases y/o series. Las obligaciones negociables de todas las clases en un mismo momento en circulación en virtud de este Programa están limitadas a un monto de capital total de US$ 1.500.000.000 (o su equivalente en otras monedas); teniendo en cuenta que, sujeto a la previa aprobación de la CNV, podremos modificar el Programa para aumentar el capital total de obligaciones negociables que pueden ser emitidas en el marco del Programa en cualquier momento sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables. Los términos específicos de cada emisión de obligaciones negociables, incluidos, entre otros, la fecha de emisión, precio de emisión, capital, moneda de denominación y pago, vencimiento, tasa de interés o fórmula de tasa de interés, si hubiera y, de ser aplicable, las disposiciones sobre rescate, amortización e índices, serán establecidos para cada una de tales emisiones en las obligaciones negociables, según se describe en el respectivo Suplemento de Precio. Respecto de cualquier obligación negociable en particular, la descripción de las obligaciones negociables contenida en el presente está enteramente condicionada por referencia, y en tanto fuera contraria queda reemplazada, por dicha obligación negociable y el respectivo Suplemento de Precio.

Las obligaciones negociables revestirán el carácter de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento dispuestos en dicha ley. Salvo que en el respectivo Suplemento de Precio se especifique de distinto modo, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con garantía común, con al menos igual prioridad de pago en todo momento que todo otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho). De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados que tendrán prioridad de pago, con el alcance de la garantía, sobre todo nuestro otro endeudamiento no garantizado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho). Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas que estarán en todo momento sujetas al pago de nuestro endeudamiento garantizado y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestro endeudamiento no garantizado y no subordinado (así como las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho). Véase "De la Oferta y la Negociación—Rango".

Salvo que fuera rescatada con anterioridad, una obligación negociable vencerá en la fecha especificada en el Suplemento de Precio correspondiente (el "Vencimiento Estipulado"), que tendrá lugar no antes de los 7 días hábiles de su fecha de emisión, o el plazo mínimo requerido oportunamente de acuerdo a la normativa de la CNV.

Cada obligación negociable podrá estar denominada en cualquier moneda (una "Moneda Especificada") según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. Salvo que se detalle de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, los pagos respecto de cada obligación negociable se efectuarán en la Moneda Especificada aplicable; teniendo en cuenta que en ciertas circunstancias, según detalle el respectivo Suplemento de Precio, los pagos respecto de una obligación negociable podrán efectuarse en una moneda que no sea la Moneda Especificada de denominación, con el alcance permitido por las leyes de Argentina.

Cada obligación negociable devengará intereses, si correspondiera, a la tasa de interés o según la fórmula de tasa de interés establecida en el respectivo Suplemento de Precio. Salvo que se indique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, cada obligación negociable podrá devengar intereses a una tasa fija (una "Obligación Negociable a Tasa Fija") o a una tasa determinada por referencia a una tasa de interés u otra fórmula de tasas de interés (una "Obligación Negociable a Tasa Variable") o podrá no devengar intereses (una "Obligación Negociable sin Cupón de Interés"). Véase "—Tasas de Interés".

Las obligaciones negociables también podrán emitirse con capital y/o intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en la que estén denominadas ("Obligaciones Negociables de Moneda Dual") o relacionadas con un índice y/o una fórmula ("Obligaciones Negociables Indexadas"), en caso de estar permitido por las leyes de Argentina. Las Obligaciones Negociables de Moneda Dual y las Obligaciones Negociables Indexadas podrán ser emitidas con intereses devengados a una tasa fija o variable o sin devengar intereses o una combinación de tales condiciones, en cuyo caso, cuando el contexto así lo permita, se aplicarán a tales

Obligaciones Negociables de Moneda Dual u Obligaciones Negociables Indexadas las disposiciones relacionadas con las Obligaciones Negociables a Tasa Fija, Obligaciones Negociables a Tasa Variable, Obligaciones Negociables sin Cupón de Interés o combinación de ellas, respectivamente. Las referencias en el presente a obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada incluirán, salvo que el contexto requiera lo contrario, Obligaciones Negociables de Moneda Dual pagaderas en dicha Moneda Especificada.

Las obligaciones negociables podrán ser emitidas como Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original. Una "Obligación Negociable con Descuento de Emisión Original", incluyendo cualquier Obligación Negociable sin Cupón de Interés, es una obligación negociable que se emite a un precio inferior a su valor nominal, y que dispone que al momento de su caducidad de plazos, rescate o recompra, el monto pagadero al tenedor de tal obligación negociable se determinará de conformidad con los términos y condiciones de dicha obligación negociable, y será un monto inferior al monto pagadero al Vencimiento Estipulado de dicha obligación negociable. Véase "Información Adicional — Carga Tributaria".

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables no estarán sujetas a un fondo de amortización y no podrán ser rescatadas antes de su Vencimiento Estipulado, salvo en caso de ciertos cambios referidos a impuestos argentinos. Véase "—Rescate y Recompra".

De estar especificado en el respectivo Suplemento de Precio respecto de una serie de obligaciones negociables, periódicamente podremos sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables en circulación crear y emitir obligaciones negociables adicionales de dicha serie con los mismos términos y condiciones que las obligaciones negociables de dicha serie en todo aspecto (salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas aplicables y, de corresponder, el primer pago de intereses) y las obligaciones negociables adicionales formarán en última instancia una única serie con las obligaciones negociables de la serie respectiva que anteriormente se encontraba en circulación.

Forma y Denominación

Introducción

Salvo que la ley aplicable y el Suplemento de Precio correspondiente (dentro del marco del presente Programa) permitan lo contrario, las obligaciones negociables serán emitidas en forma de títulos nominativos sin cupones de interés (las "Obligaciones Negociables Nominativas"). De conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 24.587 y el Decreto Nº 259/96, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa endosable. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente y nos resulte aplicable, sólo emitiremos Obligaciones Negociables nominativas no endosables en el marco del presente Programa. De ser nominados en el respectivo Suplemento de Precio, el Agente de Registro y el Coagente de Registro mantendrán un registro (el "Registro"), donde se asentarán los nombres y domicilios de tenedores de obligaciones negociables, los números del título y otros datos respecto de la emisión, transferencia y canje de las obligaciones negociables. En caso de que correspondiera, no se cobrarán cargos por el registro de la transferencia o canje de las obligaciones negociables, pero se podrá exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública pagadera al respecto.

El respectivo Suplemento de Precio detallará las denominaciones mínimas y las demás denominaciones de las obligaciones negociables, sujeto a la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Nominativas serán emitidas en la forma descripta a continuación, salvo que se especifique lo contrario en el respectivo Suplemento de Precio, sujeto a la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Nominativas del mismo tramo e igual plazo inicialmente vendidas en cumplimiento de la Regulación S estarán representadas por una o más Obligaciones Negociables Nominativas globales (en conjunto, una "Obligación Negociable Global de la Regulación S"), la cual será (a) depositada, según fuere el caso, en el Fiduciario en la Ciudad de Nueva York, en su carácter de custodio de The Depository Trust Company ("DTC") o en la entidad que oportunamente se designe a tales efectos, y será registrada a nombre de un representante de DTC, en favor de Euroclear y Clearstream, o (b) depositada en un depositario común de Euroclear y/o Clearstream y registrada a nombre de dicho depositario común o su representante a favor de Euroclear y Clearstream (DTC o dicho otro depositario, denominado el "Depositario").

Las Obligaciones Negociables Nominativas del mismo tramo o igual plazo inicialmente vendidas dentro de Estados Unidos y que reúnan las condiciones para ser vendidas en base a la Norma 144A estarán representadas por una o más Obligaciones Negociables Nominativas globales (en conjunto, una "Obligación Negociable Global de Circulación Restringida" y, junto con la Obligación Negociable Global de la Regulación S, las "Obligaciones Negociables Globales"), que serán depositadas al ser emitidas en la entidad que oportunamente se designe a tales efectos o en el Fiduciario en la Ciudad de Nueva York, en su carácter de custodio de DTC, y registradas a nombre de DTC o un representante de DTC para ser acreditadas en una cuenta de un participante directo o indirecto en DTC según se describe en el presente. Las Obligaciones Negociables Globales de Circulación Restringida (y las Obligaciones Negociables Cartulares (según se define en el presente) emitidas en su canje) estarán sujetas a ciertas restricciones sobre transferencias establecidas bajo el título "De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia".

Hasta transcurridos 40 días de completarse la distribución (según certifique al Fiduciario, si lo hubiere, el respectivo colocador) de todas las obligaciones negociables de un tramo identificable (el "Período de Cumplimiento de la Circulación"), una participación

beneficiaria en una Obligación Negociable Global de la Regulación S podrá ser transferida a una persona que la reciba en forma de una participación en una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida del mismo tramo e igual plazo, pero únicamente al recibir el Fiduciario, si lo hubiere, una certificación escrita del cedente donde conste que dicha transferencia se realiza a una persona que, según el leal saber y entender del cedente, compra para sí o en beneficio de terceros respecto de los que tiene facultades exclusivas de decisión en materia de inversión, y que dicha persona y cada una de dichas personas es un comprador institucional calificado dentro del significado de la Norma 144A, en cada caso en una operación que cumpla los requisitos de la Norma 144A y de acuerdo con todas las leyes de títulos valores aplicables de los estados de Estados Unidos (una "Certificación de la Obligación Negociable Global de Circulación Restringida"). Después del último día del Período de Cumplimiento de la Circulación", este requisito de certificación dejará de aplicarse a tales transferencias. Las participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida podrán ser transferidas a una persona en la forma de una participación en una Obligación Negociable Global de la Regulación S del mismo tramo e igual vencimiento, ya sea antes, después o al producirse el cierre del Período de Cumplimiento de la Circulación, pero solamente al recibir el Fiduciario, si lo hubiera, una certificación escrita del cedente donde conste que dicha transferencia se realiza de acuerdo con la Norma 903 o la Norma 904 de la Regulación S o (de estar disponible) la Norma 144 de la Ley de Títulos Valores Estadounidense (una "Certificación de la Obligación Negociable Global de la Regulación S"). Cualquier participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global que sea transferida a una persona que la recibe en la forma de una participación en otra Obligación Negociable Global de igual tramo e idéntico vencimiento dejará, al tener lugar la transferencia, de constituir una participación en dicha Obligación Negociable Global y se convertirá en una participación en dicha otra Obligación Negociable Global y, en consecuencia, a partir de allí estará sujeta a todas las restricciones sobre transferencias y demás procedimientos aplicables a participaciones beneficiarias en dicha otra Obligación Negociable Global en tanto permanezca revistiendo tal carácter.

Obligaciones Negociables Globales

Una Obligación Negociable Global no podrá ser transferida salvo en forma total por su Depositario a un representante de dicho Depositario o por un representante de tal Depositario a éste o a otro representante de éste, o por el Depositario o cualquiera de tales representantes a un sucesor del Depositario o un representante de dicho sucesor.

Al emitirse una Obligación Negociable Global, DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso, acreditarán en su registro escritural y sistema de transferencia, los respectivos montos de capital de las obligaciones negociables representadas por dicha Obligación Negociable Global en las cuentas de entidades que mantengan cuentas en DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso ("participantes"). Las cuentas a acreditar serán designadas por los colocadores de tales obligaciones negociables o por nosotros, si dichas Obligaciones Negociables fueran ofrecidas y vendidas directamente por nosotros. La titularidad de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global estará limitada a participantes o personas que puedan mantener participaciones a través de participantes. La titularidad de participaciones en dichas Obligaciones Negociables Globales constará, y la transferencia de tal titularidad se efectuará únicamente a través de registros que mantenga DTC, Euroclear o Clearstream, según sea el caso (respecto de las participaciones de los participantes), o los participantes o personas que ejerzan la tenencia a través de los participantes (con respecto a las participaciones de personas que no sean participantes). Las leyes de algunos estados requieren la entrega física de títulos valores de dichos títulos en forma definitiva. Tales limitaciones y dichas leyes pueden afectar la capacidad para transferir participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global.

Mientras un Depositario, o su representante, sea el tenedor de una Obligación Negociable Global, dicho Depositario o su representante, según fuera el caso, será considerado el único tenedor o titular registral de las obligaciones negociables representadas por dicha Obligación Negociable Global a todos los efectos que pudieran corresponder bajo el Contrato de Fideicomiso. Salvo lo establecido en el presente bajo el título "—Obligaciones Negociables Cartulares", los titulares de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global no tendrán derecho a que las obligaciones negociables estén representadas por dicha Obligación Negociable Global registrada a su nombre, no recibirán ni tendrán derecho a recibir la entrega física de obligaciones negociables de dicha serie en forma de título definitivo y no serán considerados sus titulares o tenedores bajo el Contrato de Fideicomiso.

Los pagos de capital y prima (si hubiera) e intereses sobre las obligaciones negociables registradas a nombre o mantenidas por un Depositario o su representante serán efectuados a dicho Depositario o su representante, según fuera el caso, como el titular registral o el tenedor de la Obligación Negociable Global que represente tales obligaciones negociables. Ni nosotros, ni el Fiduciario, si lo hubiera, ni ningún Agente de Pago, tendrán responsabilidad u obligación alguna por ningún aspecto de los registros relacionados con o los pagos efectuados a cuenta de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global ni por mantener, supervisar o revisar los registros relacionados con dichas participaciones beneficiarias.

Consideramos que DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso, al recibir un pago de capital o prima (si hubiera) o de intereses respecto de una Obligación Negociable Global, acreditará inmediatamente las cuentas de participantes con pagos por los montos proporcionales a sus respectivas participaciones beneficiarias en el capital de dicha Obligación Negociable Global según conste en los registros de DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso. También prevemos que los pagos de participantes a titulares de participaciones beneficiarias en dicha Obligación Negociable Global mantenida a través de dichos participantes se regirán por las instrucciones vigentes y prácticas habituales, como es el caso en la actualidad de títulos valores mantenidos por cuentas de comitentes al portador o registrados a nombre del operador, y serán responsabilidad de dichos participantes.

Obligaciones Negociables Cartulares

Las participaciones en una Obligación Negociable Global depositada en DTC o Euroclear y/o Clearstream serán canjeadas por Obligaciones Negociables Cartulares solamente si (i) en el caso de una Obligación Negociable Global depositada en DTC, DTC notificara a nosotros y al Fiduciario, si lo hubiere, que no tiene intención o no puede continuar desempeñándose como depositario de dicha Obligación Negociable Global, o en cualquier momento DTC dejara de ser una "cámara de compensación" registrada bajo la Ley del Mercado de Valores de 1934 de Estados Unidos y sus modificatorias ("Ley del Mercado de Valores Estadounidense") y no designáramos un depositario sucesor así registrado dentro de los 90 días de dicha notificación, o (ii) en el caso de una Obligación Negociable Global depositada en Euroclear y/o Clearstream, si el(los) sistema/s de compensación a través del/los cual(es) se realiza la compensación y liquidación estuviera(n) cerrado(s) por un período ininterrumpido de 14 días (salvo feriados, oficiales o de otro tipo) o anunciaran su intención de dejar de operar permanentemente o de hecho así lo hiciera(n), (iii) hubiera ocurrido y se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento, o (iv) a nuestra sola consideración, notificáramos al Fiduciario, si lo hubiere, por escrito que Obligaciones Negociables Cartulares serán entregadas en canje por dicha Obligación Negociable Global. En el caso de Obligaciones Negociables Cartulares emitidas en canje de una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida, dichos títulos llevarán y estarán sujetos a una leyenda referida en "Restricciones a la Transferencia".

Según fuere el caso, ni el Fiduciario (si lo hubiera), ni ningún Agente de Transferencia, o quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente, estará obligado a registrar la transferencia o canje de Obligaciones Negociables Cartulares en el período de 15 días anterior a cualquier fecha de pago de intereses, o durante el período de 30 días anterior a cualquier fecha establecida para el pago de capital o registrar la transferencia o canje de Obligaciones Negociables Cartulares previamente llamadas a rescate u ofrecidas para su recompra.

Las Obligaciones Negociables Cartulares podrán ser presentadas para el registro de su transferencia o para su canje por nuevas Obligaciones Negociables Cartulares de denominaciones autorizadas, según fuere el caso, en las oficinas fiduciarias del Fiduciario (si lo hubiera), o en las oficinas de cualquier Agente de Transferencia, o quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente. Con la transferencia, canje o reemplazo de Obligaciones Negociables Cartulares que lleven una leyenda de circulación restringida, o ante la solicitud específica de eliminar dicha leyenda, entregaremos únicamente Obligaciones Negociables Cartulares que lleven dicha leyenda, o nos negaremos a eliminarla, según fuera el caso, salvo que se nos entregue prueba satisfactoria, que podrá incluir una opinión de asesores legales de Nueva York, que razonablemente pudiera requerir, en el sentido que ni la leyenda ni las restricciones sobre transferencias allí establecidas son necesarias para asegurar el cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. En el caso de una transferencia de un monto menor al capital de cualquier Obligación Negociable Cartular, se emitirá una nueva Obligación Negociable Cartular a favor del cesionario respecto del monto transferido y otra Obligación Negociable Cartular a favor del cedente respecto de la porción no transferida. Tales nuevas obligaciones negociables estarán disponibles dentro de los 3 Días Hábiles en las oficinas del Fiduciario, si lo hubiera, o en las oficinas de cualquier Agente de Transferencia, o de quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente.

No se cobrarán cargos por el registro de transferencia o canje de obligaciones negociables; sin embargo, tanto nosotros como el Fiduciario, si lo hubiere, podremos exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto de sellos u otra carga pública pagadera al respecto.

Reemplazo de Obligaciones Negociables

Las obligaciones negociables total o parcialmente destruidas, pérdidas o sustraídas serán reemplazadas contra entrega al Fiduciario, si lo hubiere, o a la entidad que oportunamente designemos, de las obligaciones negociables o contra entrega a nosotros y al Fiduciario (si lo hubiere) de prueba, a satisfacción de ambos, de la pérdida, sustracción o destrucción total. En el caso de pérdida, sustracción o destrucción total de una obligación negociable, antes de emitirse una obligación negociable de reemplazo, se podrá exigir al tenedor de dicha obligación negociable una indemnización a su cargo, a satisfacción nuestra y del Fiduciario, si lo hubiere. Al emitirse una nueva obligación negociable, podremos requerir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública que corresponda y cualquier otro gasto (incluidos los honorarios y los gastos del Fiduciario, si lo hubiere, sus asesores legales y sus agentes) al respecto.

El procedimiento se llevará a cabo en virtud de lo establecido por los artículos 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación.

En todos los casos el titular o portador legítimo de las obligaciones negociables deberá denunciar el hecho al emisor y al Fiduciario (si lo hubiere) a través de nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la autoridad pública de control o la entidad en que se negocien las obligaciones negociables. A su vez, deberá acompañar una suma suficiente, a criterio del emisor y al Fiduciario (si lo hubiere), para satisfacer los gastos de publicación y correspondencia.

La denuncia debe contener:

- la individualización de las obligaciones negociables, indicando, en su caso, denominación, valor nominal, serie y numeración;

- la manera como adquirió la titularidad, posesión o tenencia de las obligaciones negociables y la época y, de ser posible, la fecha de los actos respectivos;
- fecha, forma y lugar de percepción del último dividendo, interés, cuota de amortización o del ejercicio de los derechos emergentes de las obligaciones negociables;
- enunciación de las circunstancias que causaron la pérdida, sustracción o destrucción. Si la destrucción fuera parcial, debe exhibir los restos de las obligaciones negociables en su poder;
- constitución de domicilio especial en la jurisdicción donde tuviera la sede el emisor o, en su caso, en el lugar de pago.

El emisor, el Fiduciario (si lo hubiere) o la entidad que reciba la denuncia deberán suspender de inmediato los efectos de las obligaciones negociables con respecto a terceros, bajo responsabilidad del peticionarte, y entregar al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta.

El emisor deberá publicar en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación en la República, por un día, un aviso que debe contener el nombre, documento de identidad y domicilio especial del denunciante, así como los datos necesarios para la identificación de las obligaciones negociables comprendidas, e incluir la especie, numeración, valor nominal y cupón corriente de las obligaciones negociables, en su caso y la citación a quienes se crean con derecho a ellos para que deduzcan oposición, dentro de los 60 días. Las publicaciones deben ser diligenciadas por el emisor dentro del día hábil siguiente a la presentación de la denuncia.

Además de las publicaciones mencionadas, el emisor o la entidad que recibe la denuncia, está obligado a comunicarla a la entidad en la que coticen más cercana a su domicilio y, en su caso, al emisor en el mismo día de su recepción. La entidad debe hacer saber la denuncia, en igual plazo, al órgano de contralor de los mercados de valores, a las cajas de valores, y a las restantes entidades expresamente autorizadas por la ley especial o la autoridad de aplicación en que coticen los títulos valores.

Las entidades expresamente autorizadas por la ley especial o la autoridad de aplicación en que se negocian las obligaciones negociables, deberán publicar un aviso en su órgano informativo o hacerlo saber por otros medios adecuados, dentro del mismo día de recibida la denuncia o la comunicación pertinente.

Cumpliéndose con las condiciones previstas en el artículo 1861 del Código Civil y Comercial de la Nación, el emisor deberá extender directamente un nuevo título valor definitivo a nombre del titular registrado y dejar constancia de los gravámenes existentes.

Rango

Las obligaciones negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. En particular, el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que en caso de incumplimiento por nuestra parte en el pago de cualquier monto adeudado conforme a una obligación negociable de cualquier serie, el tenedor de dicha obligación negociable tendrá derecho a accionar por vía ejecutiva para obtener el pago de cualquier monto adeudado conforme a las obligaciones negociables.

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con nuestra garantía común, y tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás deudas no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, inclusive, entre otros, las acreencias por impuestos y de índole laboral).

De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados y tendrán prioridad de pago, con el alcance de la garantía, sobre toda su otra deuda no garantizada, presente y futura (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. Además de la prioridad de ciertos otros créditos descripta en los párrafos anteriores, las obligaciones negociables subordinadas estarán en todo momento, sujetas al pago de nuestra deuda garantizada y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestra deuda no garantizada y no subordinada (así como las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Tasas de Interés

Introducción

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, cada Obligación Negociable a Tasa fija u Obligación Negociable a Tasa Variable devengará intereses a partir (e incluyendo) la fecha de emisión o cualquier otra fecha (la "Fecha de Inicio del Período de Intereses") especificada en el respectivo Suplemento de Precio o desde la última fecha de pago de intereses (o, si dicha obligación negociable es una Obligación Negociable a Tasa Variable y el Período de Redeterminación de Intereses fuera diario o semanal, a partir del día siguiente a la última Fecha de Registro Regular) (según se define más adelante) hasta la que se hubieran pagado o debidamente dispuesto el pago de intereses sobre dicha obligación negociable a la tasa fija anual,

o a la tasa anual determinada según la fórmula de tasas de interés, allí establecida y en el respectivo Suplemento de Precio, hasta el pago o la disposición del pago de su capital. Los intereses se pagarán en la o las fechas especificadas en el respectivo Suplemento de Precio (una "Fecha de Pago de Intereses") y al Vencimiento Estipulado o en caso de caducidad de plazos, rescate o recompra, según se especifica bajo el título "Pago de Capital e Intereses", más adelante.

Cada obligación negociable a interés devengará intereses (a) a una tasa fija o (b) a una tasa variable determinada por referencia a una tasa de interés base (incluida la LIBOR (una "Obligación Negociable a Tasa LIBOR"), la Tasa del Tesoro (una "Obligación Negociable a Tasa del Tesoro") o cualquier otra tasa de interés que se consigne en el respectivo Suplemento de Precio), la cual podrá ser ajustada agregando o restando el Margen y/o multiplicando por el Multiplicador del Margen. El "Margen" es la cantidad de puntos básicos especificada en el respectivo Suplemento de Precio aplicable a la tasa de interés de dicha obligación negociable, y el "Multiplicador del Margen" es el porcentaje especificado en el respectivo Suplemento de Precio como aplicable a la tasa de interés de dicha obligación negociable. Una Obligación Negociable a Tasa Variable también podrá reunir una o ambas de las siguientes condiciones según se especifique en el Suplemento de Precio aplicable: (a) una limitación numérica máxima a la tasa de interés, o tope, sobre la tasa de interés que podrá devengarse durante cualquier período de intereses (una "Tasa Máxima"), y (b) una limitación numérica mínima a la tasa de interés, o piso, sobre la tasa de interés que podrá devengarse durante cualquier período de intereses (una "Tasa Mínima").

Las siguientes definiciones generales se emplean en este capítulo:

"Día Hábil" significa, salvo que el respectivo Suplemento de Precio defina lo contrario, cualquier día, salvo sábados o domingos, que no sea feriado oficial ni un día en que los bancos comerciales están autorizados u obligados por ley, norma o decreto del poder ejecutivo a cerrar en la Ciudad de Nueva York o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; teniendo en cuenta que, respecto de obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea el dólar estadounidense, que tampoco sea un día en que los bancos comerciales están autorizados u obligados por ley, norma o decreto del poder ejecutivo a cerrar en el principal centro financiero del país que emite la Moneda Especificada (si la Moneda Especificada fuera el euro, el día que también sea un día en que está abierto el sistema TARGET- Sistema Transeuropeo Automatizado de Transferencias Rápidas con Liquidación Bruta en Tiempo Real (una "Fecha de Liquidación del Sistema TARGET"), y teniendo en cuenta, asimismo, que respecto de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, que también sea un Día Hábil Bancario en Londres.

"Día Hábil Bancario en Londres" significa cualquier día en que se realizan operaciones de depósitos en dólares en el mercado interbancario de Londres.

"Vencimiento del Índice" significa, respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable, el período hasta el vencimiento del instrumento u obligación sobre la que se basa la fórmula de tasas de interés, según especifique el respectivo Suplemento de Precio.

La entidad que oportunamente designemos a tales efectos, o el Fiduciario, si así oportunamente lo acordamos, se desempeñará como el agente de cálculo (el "Agente de Cálculo") respecto de las Obligaciones Negociables a Tasa Variable.

Obligaciones Negociables a Tasa Fija

Las Obligaciones Negociables a Tasa Fija devengarán intereses a partir (e incluyendo) la Fecha de Inicio del Período de Intereses especificada en el respectivo Suplemento de Precio, a la o las tasas anuales especificadas (la "Tasa de Interés Fija"), pagaderos por período vencido en la(s) Fecha(s) de Pago de Intereses de cada año y en el Vencimiento Estipulado o en caso de rescate, recompra o caducidad de plazos, en la fecha en que se produzca tal rescate, recompra o caducidad de plazos. El primer pago de intereses se realizará en la Fecha de Pago de Intereses inmediata siguiente a la Fecha de Inicio del Período de Intereses y, si el período a partir de la Fecha de Inicio del Período de Intereses hasta la Fecha de Pago de Intereses fuera diferente al período comprendido entre las Fechas de Pago de Intereses posteriores, será igual al "Monto Discriminado Inicial" especificado en el respectivo Suplemento de Precio. Si el Vencimiento Estipulado no fuera una Fecha de Pago de Intereses, los intereses desde e incluyendo la Fecha de Pago de Intereses anterior (o la Fecha de Inicio del Período de Intereses, según fuera el caso) hasta el Vencimiento Estipulado, exclusive, equivaldrán al "Monto Discriminado Final" especificado en el respectivo Suplemento de Precio.

Obligaciones Negociables a Tasa Variable

Introducción

El respectivo Suplemento de Precio relacionado con una Obligación Negociable a Tasa Variable designará una tasa de interés base (la "Tasa de Interés Base") para dicha Obligación Negociable a Tasa Variable. La Tasa de Interés Base para cada Obligación Negociable a Tasa Variable será: (a) LIBOR, en cuyo caso dicha obligación negociable será una Obligación Negociable a Tasa LIBOR; (b) la Tasa del Tesoro, en cuyo caso dicha obligación negociable será una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro; o (c) otra tasa de interés base establecida en el Suplemento de Precio que corresponda. El Suplemento de Precio de una Obligación Negociable a Tasa Variable también especificará, de ser aplicable, el Agente de Cálculo, el Vencimiento del Índice, el Margen y/o el Multiplicador del Margen, la Tasa Máxima, la Tasa Mínima, las Fechas de Registro Regular y la Tasa de Interés Inicial, las Fechas de Pago de Intereses, las Fechas de Cálculo, las Fechas de Determinación de Intereses, el Período de Redeterminación de Intereses y las Fechas de Redeterminación de Intereses (cada una, según se define más adelante) respecto de dicha obligación negociable.

La tasa de interés de cada Obligación Negociable a Tasa Variable será recalculada y tendrá vigencia en forma diaria, semanal, mensual, trimestral, semestral o anual o con cualquier otra frecuencia según especifique el respectivo Suplemento de Precio (cada uno, un "Período de Redeterminación de Intereses"); teniendo en cuenta, no obstante, que (a) la tasa de interés vigente desde la fecha de emisión hasta la primera Fecha de Redeterminación de Intereses respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable será la tasa de interés inicial según se establezca en el respectivo Suplemento de Precio (la "Tasa de Interés Inicial"), y (b) salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, la tasa de interés vigente para los 10 días inmediatamente anteriores al Vencimiento Estipulado de una obligación negociable será la vigente el décimo día anterior a dicho Vencimiento Estipulado. Las fechas en las que se calculará nuevamente la tasa de interés (cada una, una "Fecha de Redeterminación de Intereses") estarán especificadas en el respectivo Suplemento de Precio. Si cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses para cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable no fuera un Día Hábil respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable, la Fecha de Redeterminación de Intereses para dicha Obligación Negociable a Tasa Variable será pospuesta al primer día que fuera Día Hábil respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable, salvo que, en el caso de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, si dicho Día Hábil estuviera comprendido en el mes calendario posterior, dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será el Día Hábil inmediato anterior.

Salvo que el respectivo Suplemento de Precio establezca de distinto modo, las "Fechas de Determinación de Intereses" serán las consignadas a continuación. La Fecha de Determinación de Intereses correspondiente a una Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa LIBOR (la "Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR") será el segundo Día Hábil anterior a dicha Fecha de Redeterminación de Intereses. La Fecha de Determinación de Intereses correspondiente a una Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro (la "Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro") será el día de la semana en la que recayera dicha Fecha de Redeterminación de Intereses y en la que normalmente habría subastas de letras del Tesoro. Las letras del Tesoro son vendidas generalmente en subasta pública el lunes de cada semana, salvo que fuera feriado oficial, en cuyo caso la subasta generalmente se realiza el siguiente martes, salvo que dicha subasta pudiera realizarse el viernes anterior. Si, como resultado de un feriado oficial, se realiza una subasta el viernes anterior, ese viernes será la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro correspondiente a la Fecha de Redeterminación de Intereses de la semana inmediata posterior. Si una subasta recayera en cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro, dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será en cambio el primer Día Hábil inmediatamente posterior a la fecha de dicha subasta.

Todos los porcentajes resultantes de los cálculos referidos en este prospecto serán redondeados, de ser necesario, al cienmilésimo de un punto porcentual más cercano, redondeando hacia arriba los cinco millonésimos de un punto porcentual (por ejemplo, redondeando 9,876545% (o 0,09876545) a 9,87655% (o 0,0987655)), y todos los montos en la Moneda Especificada utilizados o resultantes de dichos cálculos serán redondeados al centavo más cercano (redondeando hacia arriba la mitad del centavo) o al equivalente más cercano en Monedas Especificadas que no sean el dólar estadounidense.

Además de cualquier Tasa Máxima que pudiera ser aplicable a cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable según las disposiciones anteriores, la tasa de interés sobre Obligaciones Negociables a Tasa Variable en ningún caso será mayor que la tasa de interés máxima permitida por la ley aplicable.

A solicitud del tenedor de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable, el Agente de Cálculo suministrará la tasa de interés en ese momento vigente y, de estar determinada, la tasa de interés que entrará en vigencia en la próxima Fecha de Redeterminación de Intereses respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable. La determinación del Agente de Cálculo de cualquier tasa de interés será definitiva y obligatoria salvo error manifiesto.

El Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, nos notificará y notificará al Fiduciario, si lo hubiere, de la tasa de interés y el monto de intereses para cada período de intereses y la respectiva Fecha de Pago de Intereses, a la brevedad posible luego de su determinación pero siempre dentro de los cuatro Días Hábiles siguientes y, en el caso de obligaciones negociables admitidas al régimen de cotización de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, no más allá del primer día del respectivo Período de Redeterminación de Intereses. Dicha notificación se hará de acuerdo con las disposiciones de las Obligaciones Negociables relacionadas con las notificaciones a tenedores de Obligaciones Negociables. Véase "De la Oferta y la Negociación —Notificaciones". El monto de intereses y la Fecha de Pago de Intereses podrá ser modificada posteriormente (o podrán celebrarse acuerdos alternativos por vía de ajuste) sin notificación en caso de una prórroga o reducción del Período de Redeterminación de Intereses.

La forma en la que se determinará la tasa de interés de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable que no sea una Obligación Negociable a Tasa LIBOR o una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro se consignará en el respectivo Suplemento de Precio.

Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR

Las Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR devengarán intereses a las tasas de interés (calculadas con referencia a la LIBOR y el Margen y/o el Multiplicador del Margen, si hubiera, sujeto a la Tasa Máxima o a la Tasa Mínima, si hubiera) y serán pagaderos en las fechas especificadas en el anverso de la Obligación Negociable a Tasa LIBOR y en el Suplemento de Precio que corresponda.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, el Agente de Cálculo determinará la LIBOR respecto de cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses de acuerdo con las siguientes disposiciones. En la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR correspondiente, la LIBOR se determinará sobre la base de lo siguiente, según lo especificado en el Suplemento de Precio pertinente:

(a) las tasas ofrecidas para depósitos en la Moneda Especificada con el Vencimiento del Índice especificado, a partir de la Fecha de Redeterminación de Intereses inmediata siguiente que aparecen en la pantalla designada como página "LIBOR01" o "LIBOR02", según corresponda, en el *Reuters Monitor Money Rates Service* (u otra página que pueda reemplazar la página LIBOR en ese servicio a los fines de exhibir las tasas interbancarias de Londres ofrecidas por los principales bancos para depósitos en la Moneda Especificada) (cada una, una "Página LIBOR de la Pantalla Reuters"), a las 11.00 horas, hora de Londres de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR. Si por lo menos dos de las tasas ofrecidas aparecen en la Página LIBOR de la Pantalla Reuters, LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de dichas tasas ofrecidas, según lo determinado por el Agente de Cálculo. Si se ofrecieran menos de dos tasas, la LIBOR para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será determinada según se describe en el punto (c) más adelante; o

(b) las tasas ofrecidas para depósitos en la Moneda Especificada con el Vencimiento del Índice especificado, a partir de la Fecha de Redeterminación de Intereses inmediata siguiente que aparece en la pantalla designada como página "BBAM1" en el Servicio Bloomberg (u otra página que pueda reemplazarla en ese servicio a los fines de exhibir las tasas interbancarias de Londres ofrecidas por los principales bancos para depósitos en la Moneda Especificada) ("Página Bloomberg"), a las 11.00 horas, hora de Londres, en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR. Si no aparecieran estas tasas, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será determinada según se describe en el punto (c) más adelante;

Si no se especificara una Página LIBOR de la Pantalla Reuters ni una Página Bloomberg en el Suplemento de Precio correspondiente, la tasa LIBOR será determinada como si se hubiera especificado una Página LIBOR de la Pantalla Reuters.

(c) Respecto de una Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR en la que se exhiban menos de dos tasas ofrecidas para el Vencimiento del Índice correspondiente en la Página LIBOR de la Pantalla Reuters, según se describe en el punto (a) anterior, o en la que no aparezcan tasas en la Página Bloomberg según se describe en el punto (b) anterior, como corresponda, la LIBOR se determinará sobre la base de las tasas, a aproximadamente las 11.00 horas, hora de Londres, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR en las que se ofrezcan depósitos en la Moneda Especificada que tengan el Vencimiento del Índice especificado a bancos de primera línea en el mercado interbancario de Londres por cuatro bancos principales en el mercado interbancario de Londres seleccionados por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio (previo a consultarnos), a partir del segundo Día Hábil inmediato siguiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR y en un monto de capital equivalente por lo menos a US$ 1.000.000 (o su equivalente aproximado en una Moneda Especificada que no sea dólares) que, según nuestro criterio, sea representativa de una operación única en dicho mercado a ese momento (un "Monto Representativo"). El Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, solicitará a la oficina principal de Londres de cada uno de dichos bancos una cotización de su tasa. Si hubiera por lo menos dos cotizaciones, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de dichas cotizaciones. Si hubiera menos de dos cotizaciones, la tasa LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de las tasas cotizadas a las 11.00 horas aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR por 3 bancos principales en la Ciudad de Nueva York elegidos por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio (luego de consultarnos), para préstamos en la Moneda Especificada a bancos europeos de primera línea, que tengan el Vencimiento del Índice especificado comenzando en la Fecha de Redeterminación de Intereses y en un Monto Representativo; teniendo en cuenta, sin embargo que, si cotizaran menos de 3 bancos seleccionados por el Agente de Cálculo, según lo mencionado en esta oración, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la LIBOR vigente en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR.

Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro

Las Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro devengarán intereses a las tasas de interés (calculadas con referencia a la Tasa del Tesoro y al Margen y/o Multiplicador del Margen, si hubiera, sujeto a la Tasa Máxima o Tasa Mínima, si hubiera) y serán pagaderos en las fechas especificadas en el Suplemento de Precio correspondiente. Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, la "Fecha de Cálculo" respecto de una Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro será el décimo día posterior a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, o si ese día no fuera Día Hábil, el Día Hábil inmediato siguiente.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, "Tasa del Tesoro" significa, respecto de cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses, la tasa para la subasta, en la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro correspondiente, de obligaciones directas de los Estados Unidos ("Letras del Tesoro") con el Vencimiento del Índice especificado en el Suplemento de Precio correspondiente, según aparezca dicha tasa en (i) la página "RTRTSY1" o "RTRTY2", según corresponda, de *Reuters Monitor Money Rates Service* (u otras páginas que puedan reemplazarla en ese servicio), o (ii) la página "BTMM" o "PX1", según corresponda, del Servicio Bloomberg (u otras páginas que puedan reemplazarla en ese servicio).

En el caso de que dicha tasa no figurara a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la tasa para esa fecha publicada en la Actualización Diaria H.15 bajo el título "títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro – Subasta alta". En el caso de que estas tasas no aparecieran o fueran publicadas antes de las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la "Tasa de Inversión" (expresada como un rendimiento equivalente al bono, sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, y aplicado sobre una base diaria) según lo anunciado por el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos para la subasta realizada en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, disponible actualmente en Internet en: http://www.publicdebt.treas.gov/AI/OFBills. En el caso de que los resultados de la subasta de Letras del Tesoro que tengan Vencimiento del Índice en el Suplemento de Precio correspondiente no sean publicados o informados según lo establecido anteriormente a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Cálculo o si no se llevara a cabo dicha subasta en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro será calculada por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, y será la tasa para dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado (expresado como un rendimiento equivalente al bono, sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, y aplicado sobre una base diaria) según lo publicado en H.15(519), bajo el título "Títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro (mercado secundario)". En el caso de que estas tasas no figuraran o no fueran publicadas a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la tasa para dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado según lo publicado en la Actualización Diaria H.15 u otra fuente electrónica reconocida utilizada a los fines de exhibir dicha tasa, bajo el título "Títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro (mercado secundario)". En el caso de que estas tasas no figuraran o no fueran publicadas antes de las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, la Tasa del Tesoro será calculada por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, y constituirá un rendimiento al vencimiento (expresada como un rendimiento equivalente al bono sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, aplicado sobre una base diaria) de la media aritmética de las tasas compradoras del mercado secundario, antes de las 15.30 horas aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, cotizadas por 3 colocadores de primera línea de títulos del gobierno de los Estados Unidos elegidos por el Agente de Cálculo, o por quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, con nuestra aprobación (que no podrá denegarse sin motivo suficiente) para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado; teniendo en cuenta que, si los colocadores elegidos, según lo mencionado, por el Agente de Cálculo, o por quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio con nuestra aprobación (que no podrá denegarse sin motivo suficiente) no estuvieran cotizando tasas según lo mencionado en esta oración, la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la Tasa del Tesoro vigente en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro.

Pago de Capital e Intereses

Introducción

Los intereses (y capital, prima y Montos Adicionales, si hubiera, pagadero en otra oportunidad que no sea al Vencimiento Estipulado o luego de la caducidad de plazos, rescate o recompra) serán pagaderos en fondos de inmediata disponibilidad a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada una obligación negociable al cierre de actividades en la Fecha de Registro Regular inmediatamente anterior a cada Fecha de Pago de Intereses, independientemente de la cancelación de dichas obligaciones negociables al momento de su transferencia o canje posterior a dicha Fecha de Registro y antes de dicha Fecha de Pago de Intereses; sujeto a que, los intereses pagaderos al Vencimiento Estipulado o al momento de la caducidad de plazos o rescate o recompra serán pagaderos a la persona a quien se adeude el capital; sujeto, además, a que, si y en la medida en que no cumplamos con el pago de intereses (y Montos Adicionales, si hubiera) adeudados en dicha Fecha de Pago de Intereses, dichos intereses en mora (y Montos Adicionales, si hubiera) serán pagados a la persona a cuyo nombre estuvieran registradas dichas obligaciones negociables al cierre de una fecha de registro posterior a la que establezcamos al efecto mediante notificación que enviemos por correo a los tenedores de las obligaciones negociables, o en su representación, como mínimo 15 días antes de dicha fecha de registro posterior, no pudiendo tener lugar dicha fecha de registro menos de 15 días antes de la fecha de pago de los intereses en mora. Conforme se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, el capital, los intereses (y los Montos Adicionales, si hubiera) también podrán ser pagaderos en especie mediante la emisión de obligaciones negociables adicionales o de otro modo. Salvo cuando se especificará de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, el primer pago de intereses sobre cualquier obligación negociable originalmente emitida entre una Fecha de Registro Regular y una Fecha de Pago de Intereses será efectuado en la Fecha de Pago de Intereses siguiente a la primera Fecha de Registro Regular siguiente al titular registral al cierre de actividades de la Fecha de Registro Regular siguiente. Salvo que se indicara de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio y obligación negociable, la "Fecha de Registro

Regular" respecto de cualquier obligación negociable será la fecha que opere 15 días calendario previos a cada Fecha de Pago de Intereses, sea o no Día Hábil.

El pago de capital y cualquier prima, intereses, Montos Adicionales y otros montos sobre cualquier Obligación Negociable Nominativa o respecto de ella al Vencimiento Estipulado, o en caso de caducidad de plazos, rescate o recompra, será efectuado en fondos de inmediata disponibilidad a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada dicha obligación negociable al momento de su entrega en las oficinas fiduciarias del Fiduciario, si lo hubiere, la oficina del Agente de Pago situada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o en la oficina especificada de cualquier otro Agente de Pago o la oficina que a tales efectos se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, siempre que la Obligación Negociable Nominativa sea presentada al Agente de Pago puntualmente para que éste realice dichos pagos en tales fondos de acuerdo con sus procedimientos habituales. Los pagos de capital y cualquier prima, intereses, Montos Adicionales y otros montos sobre las Obligaciones Negociables Nominativas o respecto de ellas a ser efectuados en otra oportunidad que no sea el Vencimiento Estipulado o al momento del rescate o recompra serán efectuados mediante cheque enviado por correo en la fecha de vencimiento de dichos pagos o antes al domicilio de la persona con derecho a ellos según aparezca en el Registro; teniendo en cuenta que (a) el Depositario correspondiente, como tenedor de las Obligaciones Negociables Globales, tendrá derecho a recibir los pagos de intereses mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad, (b) un tenedor de US$ 1.000.000 (o su equivalente aproximado en una Moneda Especificada que no sea dólares) de capital o valor nominal total de obligaciones negociables tendrá derecho a recibir los pagos de intereses mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad a una cuenta que mantenga dicho tenedor en un banco ubicado en los Estados Unidos o Argentina según pueda haber sido designado en la forma apropiada por dicha persona al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente se designe a tales efectos, por escrito a más tardar 15 días antes de la fecha de vencimiento de dicho pago, y (c) en tanto el tenedor de una Obligación Negociable Nominativa emitida y denominada en una Moneda Especificada que no sea dólares optara por recibir el pago de capital e intereses al Vencimiento Estipulado o al momento de su rescate o recompra en dicha Moneda Especificada, dicho pago, salvo en las circunstancias que se describen en el Suplemento de Precio correspondiente, será efectuado mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad a una cuenta especificada por escrito como mínimo 15 días antes del Vencimiento Estipulado por el tenedor al Fiduciario, si lo hubiese, o a nosotros, conforme se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente. Salvo cuando se revocará dicha designación, la designación efectuada por dicho tenedor respecto de dichas obligaciones negociables continuará vigente respecto de los pagos futuros de dichas obligaciones negociables pagaderas a tal tenedor.

Los pagos de intereses sobre cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija u Obligación Negociable a Tasa Variable respecto de cualquier Fecha de Pago de Intereses incluirán los intereses devengados hasta dicha Fecha de Pago de Intereses, exclusive; teniendo en cuenta, sin embargo, que salvo que se especifique de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, si las Fechas de Redeterminación de Intereses respecto de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable fueran diarias o semanales, los intereses pagaderos sobre dicha obligación negociable en cualquier Fecha de Pago de Intereses, con la excepción de intereses pagaderos en la fecha en que deba pagarse el capital de dicha obligación negociable, incluirán intereses devengados hasta el día siguiente de la Fecha de Registro Regular inmediata anterior, exclusive.

Respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable, los intereses devengados desde la fecha de emisión o desde la última fecha en la cual se hubieran pagado intereses se calculan multiplicando el capital o valor nominal de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable por un factor de interés devengado. Dicho factor de interés devengado se computa sumando el factor de interés calculado por cada día desde la fecha de emisión o desde la última fecha en la que se hubieran pagado intereses hasta pero excluyendo la fecha para la cual se calculan los intereses devengados. Salvo que se especificara de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio y obligación negociable, el factor de interés (expresado como un decimal) para cada día se computa dividiendo la tasa de interés (expresada como un decimal) aplicable a dicha fecha por 360, en el caso de las Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR, o por la cantidad real de días en el año, en el caso de Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, los intereses sobre las Obligaciones Negociables a Tasa Fija serán calculados sobre la base de un año de 360 días con 12 meses de 30 días cada uno y, en el caso de un mes incompleto, la cantidad de días transcurridos.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, si cualquier Fecha de Pago de Intereses (que no sea al Vencimiento Estipulado) para cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable fuera a operar un día que no sea Día Hábil en las ubicaciones pertinentes especificadas en el Suplemento de Precio y el lugar de pago, dicha Fecha de Pago de Intereses será el primer Día Hábil siguiente a dicho Día Hábil (con la excepción de que, en el caso de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, si dicho Día Hábil operara en el mes calendario próximo siguiente, dicha Fecha de Pago de Intereses será el primer Día Hábil anterior a dicho Día Hábil). Si el Vencimiento Estipulado para cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija u Obligación Negociable a Tasa Variable o la Fecha de Pago de Intereses de cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija operara un día que no sea Día Hábil en los lugares pertinentes especificados en el Suplemento de Precio y el lugar de pago, el pago de capital (y prima, si hubiera) e intereses sobre dicha obligación negociable se realizará el primer Día Hábil siguiente en el lugar de pago con la misma vigencia y efecto como si se realizara en la fecha de vencimiento y no se devengarán intereses sobre dicho pago desde y después de dicha fecha de vencimiento.

Restricciones Cambiarias

Si, en cualquier fecha de pago respecto de cualquier serie de obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea pesos argentinos, no tuviéramos acceso a dicha Moneda Especificada con motivo de cualquier restricción o prohibición cambiaria existente en ese momento, procuraremos efectuar el pago de todos los montos que correspondan en virtud de dicha serie de obligaciones negociables en la Moneda Especificada, ya sea (i) mediante la compra a valor de mercado de cualquier serie de bonos soberanos argentinos denominados en dólares u otros títulos valores o bonos públicos o privados emitidos en Argentina, y posterior transferencia y venta de dichos instrumentos fuera del país a cambio de la Moneda Especificada, con el alcance que permita la ley aplicable, o (ii) mediante cualquier otro procedimiento legal razonable existente en Argentina, en cada caso, en dicha fecha de pago. Todos los costos e impuestos que deban pagarse en relación con los procedimientos referidos en los puntos (i) e (ii) anteriores estarán a nuestro cargo.

Si el capital o cualquier prima, intereses, Montos Adicionales u otras sumas respecto de cualquier obligación negociable debiera pagarse en una Moneda Especificada que no sea dólares y dicha Moneda Especificada no se encontrara disponible como consecuencia de la imposición de controles cambiarios u otras circunstancias ajenas a nuestro control, o dejara de utilizarse por el gobierno del país emisor de dicha moneda o para la liquidación de operaciones por parte de entidades públicas de la comunidad bancaria internacional o dentro de ella, con el alcance que permite la ley argentina, tendremos derecho a cumplir con nuestras obligaciones para con el tenedor de dichas obligaciones negociables efectuando tal pago en dólares. El monto de dólares a ser recibido por los tenedores de dichas obligaciones negociables se basará en la cotización de oferta en firme promedio expresada en dólares, para la moneda extranjera o moneda compuesta en que se denomine dicha obligación negociable, recibida por el Agente de Cambio, a las 11.00 hs. aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, del segundo Día Hábil anterior a la fecha de pago pertinente, de 3 agentes cambiarios de reconocido prestigio en la Ciudad de Nueva York, elegidos por el Agente de Cambio y aprobados por la Compañía, para la compra por parte del agente de cotización para la liquidación en dicha fecha de pago del monto total de la Moneda Especificada pagadera en dicha fecha de pago respecto de dichas obligaciones negociables. Todos los costos de la conversión de moneda serán soportados por los tenedores de dichas obligaciones negociables mediante la deducción de los pagos respectivos. En caso de que la cotización del tipo de cambio no estuviera disponible el segundo Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago correspondiente, la tasa a la que se conviertan a dólares los montos adeudados se determinarán sobre la base de las cotizaciones de cambio del mercado más recientemente disponibles. Todo pago efectuado bajo dichas circunstancias en dólares, cuando el pago requerido se adeudará en una Moneda Especificada que no sean dólares, no constituirá un Supuesto de Incumplimiento (según se define más adelante) conforme a las obligaciones negociables. Salvo especificación en contrario incluida en el Suplemento de Precio aplicable, el Fiduciario será el agente de cambio (el "Agente de Cambio") de las obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea dólares.

Rescate y compra

Rescate por Cuestiones Impositivas

En forma adicional a las disposiciones sobre rescate que puedan especificarse en el Suplemento de Precio aplicable respecto de las obligaciones negociables de cualquier serie, si en cualquier fecha después de la emisión de las obligaciones negociables de cualquier serie como resultado de cualquier cambio o modificación de las leyes o reglamentaciones de Argentina o cualquier subdivisión política o autoridad fiscal de Argentina, o cualquier cambio en la aplicación, administración o interpretación oficial de dichas leyes, regulaciones o normativa, quedaremos obligados a pagar Montos Adicionales según lo establecido o referido en "—Pago de Montos Adicionales" y determinaremos de buena fe que dicha obligación no puede eludirse tomando las medidas razonables a nuestra disposición, las obligaciones negociables de dicha serie podrán ser rescatadas en su totalidad (y no parcialmente), a nuestra opción, en cualquier momento enviando una notificación con una anticipación de entre 30 y 60 días a los tenedores de dicha serie de obligaciones negociables de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante (notificación que será irrevocable), a su valor nominal, con más los intereses devengados sobre ellas hasta la fecha fijada para su rescate (la "Fecha de Rescate"). Además, pagaremos a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en la Fecha de Rescate los Montos Adicionales que deban pagarse en esa fecha. A fin de dar efecto a un rescate de las obligaciones negociables de cualquier serie en virtud de este párrafo, si así se dispusiera en el respectivo Suplemento de Precio, tendremos que entregar al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente designemos a tales efectos, por lo menos 45 días antes de la Fecha de Rescate (i) un certificado firmado por dos miembros del Directorio donde conste que, empleando las medidas razonables disponibles, no nos es posible eludir la obligación de pago de dichos Montos Adicionales y (ii) una opinión de un asesor legal independiente de reconocido prestigio donde conste que estamos o fuéramos a estar obligados a pagar dichos Montos Adicionales como resultado de tal cambio o modificación. Los avisos de rescate no podrán enviarse antes de los 60 días previos a la primera fecha en que quedaríamos obligados a pagar dichos Montos Adicionales de haber un pago respecto de las obligaciones negociables de dicha serie pendiente a esa fecha.

Rescate a nuestra opción

Si se especificara en el suplemento de precio correspondiente, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, habiendo enviado notificación (salvo que se indique de otro modo en el suplemento de precio correspondiente, dentro del marco del presente Programa) con una anticipación de entre 30 y 60 días a los tenedores de las obligaciones negociables de acuerdo con las

disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante (notificación que será irrevocable) y al Fiduciario, si lo hubiere, y, de corresponder, a la CNV, podríamos rescatar la totalidad o únicamente algunas de las obligaciones negociables en ese momento en circulación en las fechas (la o las "Fechas de Rescate Opcional") y en los montos (el o los "Montos de Rescate Opcional") especificados o determinados en la forma que se indique en el suplemento de precio aplicable, junto con los intereses devengados (si hubiera) a la fecha fijada para el rescate (la que, en el caso de Obligaciones Negociables a Tasa Variable, debe ser una Fecha de Pago de Intereses). En el caso de rescate de únicamente parte de las obligaciones negociables de una serie, dicho rescate será por un monto de capital que constituirá el "Monto de Rescate Mínimo" o un "Monto de Rescate Superior", ambos según lo indicado en el suplemento de precio aplicable. En el caso de un rescate parcial de Obligaciones Negociables Cartulares, dichas obligaciones negociables serán seleccionadas proporcionalmente como máximo 60 días antes de la fecha fijada para su rescate y se notificará un listado de las obligaciones negociables llamadas a rescate de acuerdo con las disposiciones que oportunamente rijan el envío de notificaciones en el suplemento de serie correspondiente o en el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, con una anticipación mínima de 30 días respecto de dicha fecha. En el caso de un rescate parcial de obligaciones negociables que estén representadas por una Obligación Negociable Global, las obligaciones negociables pertinentes serán seleccionadas de acuerdo con las normas del sistema o sistemas de compensación pertinentes, según el caso. Si las obligaciones negociables hubieran ingresado al régimen de negociación de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF o se listarán en cualquier otra bolsa de valores y las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha otra bolsa de valores lo exigieran, según corresponda, dispondremos una única publicación en el año en el que hubiera habido un rescate parcial de las obligaciones negociables, en un diario reconocido de amplia circulación en Luxemburgo o según lo especificado por dichas otras bolsas de valores, un aviso especificando el monto de capital total de obligaciones negociables en circulación y un listado de las obligaciones negociables retiradas para su rescate y no entregadas.

Rescate a opción del Tenedor

Si lo especificara el suplemento de precio pertinente, luego de que el tenedor de cualquier obligación negociable nos enviara (salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, dentro del marco del presente Programa) notificación con una anticipación de entre 30 y 60 días, de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante, notificación que será irrevocable, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, al momento del vencimiento de dicha notificación, rescataremos dicha obligación negociable sujeto y de acuerdo con los términos especificados en el suplemento de precio correspondiente en la Fecha de Rescate Opcional y al Monto de Rescate Opcional especificado o determinado en la forma establecida en el suplemento de precio pertinente, en su totalidad pero no en parte, junto con intereses devengados (si hubiera) a la fecha fijada para el rescate.

Únicamente el tenedor registral de una Obligación Negociable Global puede ejercer el derecho a su amortización. Con el objeto de asegurar que dicha entidad puntualmente ejercerá un derecho a la amortización de una obligación negociable en particular, los titulares beneficiarios de dichas obligaciones negociables deben impartir instrucciones al intermediario u otro participante directo o indirecto a través del cual mantengan una participación en dicha obligación negociable para que notifique a DTC, Euroclear o Clearstream, según el caso, su intención de ejercer un derecho de amortización. Las distintas empresas tienen plazos diferentes para aceptar instrucciones de sus clientes y, en consecuencia, cada titular beneficiario debería consultar al intermediario u otro participante directo o indirecto a través del cual mantenga una participación en una obligación negociable con el objeto de determinar el plazo dentro del cual debe enviarse dicha instrucción con el objeto de notificar puntualmente a DTC, Euroclear o Clearstream, según el caso.

Rescate de Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, en caso de caducidad de plazos o rescate antes del vencimiento de una Obligación Negociable con Descuento de Emisión Original, el monto que deba pagarse sobre ella en lugar del monto de capital adeudado al Vencimiento Estipulado será el monto (el "Valor Nominal Amortizado") equivalente a la suma de (i) el precio de emisión (según lo definido en "Información Adicional — Carga Tributaria") de dicha obligación negociable y (ii) el producto del rendimiento devengado especificado en el suplemento de precio pertinente (capitalizado anualmente) y el precio de emisión desde la fecha de emisión (inclusive) hasta la Fecha de Rescate Opcional (exclusive) (o, en el caso de un rescate anticipado por cuestiones impositivas, la fecha fijada para el rescate) y calculado de acuerdo con los principios de cálculo del rendimiento de bonos estadounidenses generalmente aceptados, y, en todos los casos, el Valor Nominal Amortizado no superará el monto de capital de dicha obligación negociable adeudado al momento de su Vencimiento Estipulado.

Procedimiento para el Pago al Momento del Rescate

Si se hubiera enviado notificación de rescate en la forma establecida en el presente y en el Suplemento de Precio pertinente, las obligaciones negociables de una serie a ser rescatadas, vencerán y serán pagaderas en la fecha de rescate especificada en dicha notificación, y contra presentación y entrega de las obligaciones negociables en el lugar o lugares especificados en dicha notificación, serán pagadas y rescatadas por nosotros en los lugares, en la forma y moneda allí especificada, y al precio de rescate allí establecido, junto con los intereses devengados y Montos Adicionales, si hubiera, a la fecha de rescate. A partir de la fecha de rescate, si los fondos para el rescate de obligaciones negociables llamadas a rescate se hubieran puesto a disposición a tal fin en nuestras oficinas o, si hubiere sido designado un Fiduciario, en sus oficinas en la fecha de rescate, las obligaciones negociables

llamadas a rescate dejarán de devengar intereses (y, en el caso de Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original, dejará de aumentar el Valor Nominal Amortizado pagadero al respecto), y el único derecho de los tenedores de dichas obligaciones negociables será el de recibir el pago del precio de rescate, junto con los intereses devengados y Montos Adicionales, si hubiera, a la fecha de rescate, según lo mencionado anteriormente.

Cancelación

Las obligaciones negociables que rescatemos íntegramente serán canceladas de inmediato y no podrán ser emitidas nuevamente ni revendidas.

Oferta de compra

El Suplemento de Precio correspondiente podrá disponer que, ante ciertos acontecimientos allí descriptos, se nos exija que realicemos una oferta para comprar obligaciones negociables de la correspondiente serie a un precio establecido en y de acuerdo con las condiciones del Suplemento de Precio respectivo.

Compra de Obligaciones Negociables

Tanto nosotros como nuestras Subsidiarias y Sociedades Vinculadas podremos en cualquier momento comprar o de otro modo adquirir cualquier obligación negociable mediante la compra o a través de acuerdos privados en el mercado abierto o de otra forma a cualquier precio, y podremos venderlas o enajenarlas en cualquier momento; teniendo en cuenta que, para determinar en cualquier momento si los tenedores del monto de capital requerido de obligaciones negociables en circulación han formulado o no una solicitud, demanda, autorización, instrucción, notificación, consentimiento o dispensa en los términos del correspondiente Suplemento de Precio o del Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, las obligaciones negociables que mantengamos nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias o Sociedades Vinculadas no se computarán y se considerarán fuera de circulación.

Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control

Salvo que se especifique de otro modo en el Suplemento de Precio aplicable a una serie de obligaciones negociables, de ocurrir un Supuesto de Recompra por Cambio de Control, la Compañía hará una oferta para comprar todas las Obligaciones Negociables de cada serie (una "Oferta de Cambio de Control"), en un monto igual al monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos, siempre que el monto principal de dicha Obligación Negociable no sea inferior al monto mínimo de suscripción autorizado (o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos), a un precio de compra en efectivo equivalente al 101% del monto de capital de Obligaciones Negociables más los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta la fecha de compra (un "Pago de Cambio de Control").

La Compañía dará un aviso de dicha Oferta de Cambio de Control al Fiduciario dentro de los 30 días siguientes a cualquier Supuesto de Recompra por Cambio de Control, para posterior distribución a cada titular de las Obligaciones Negociables, a más tardar 15 días después de recibido por el Fideicomisario, estableciendo que:

- se está realizando una Oferta de Cambio de Control y que todas las Obligaciones Negociables debidamente presentadas conforme a dicha Oferta de Cambio de Control serán aceptados para su compra por la Compañía, a un precio de compra en efectivo igual al 101% del capital de dichas Obligaciones Negociables, más los intereses devengados y no pagados, en su caso, hasta la fecha de pago;
- la fecha de pago (que no será anterior a los 30 días ni posterior a los 60 días a partir de la fecha de notificación) (la "Fecha de Pago del Cambio de Control"); y
- los procedimientos que la Compañía determine que un titular de Obligaciones Negociables debe seguir para que sus Obligaciones Negociables sean recomprados.

El Día Hábil inmediatamente anterior a la Fecha de Pago del Cambio de Control, la Compañía, en la medida en que sea lícito, depositará en los Agentes de Pago una cantidad igual al Pago de Cambio de Control respecto a todos las Obligaciones Negociables o parte de las Obligaciones Negociables ofrecidas.

En la Fecha de Pago del Cambio de Control, la Compañía, en la medida en que sea lícito:

- aceptará como pago todas las Obligaciones Negociables o porciones de Obligaciones Negociables (del monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros de este (o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos)) debidamente presentadas y no retiradas de conformidad con la Oferta de Cambio de Control; y
- entregará o hará que se entregue al Fiduciario para su cancelación las Obligaciones Negociables junto con un certificado indicando el monto total de Obligaciones Negociables o porciones de Obligaciones Negociables de cada serie comprados por la Compañía.

La Emisora no será requerida a realizar una Oferta de Cambio de Control ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control si un tercero realiza la Oferta de Cambio de Control en la forma, en el momento y en cumplimiento con los requerimientos aplicables

a la Oferta de Cambio de Control realizada por la Emisora y compra todas las Obligaciones Negociables válidamente ofrecidas y no retiradas bajo dicha Oferta de Cambio de Control.

En el caso de que los tenedores de al menos el 90% del monto total de las Obligaciones Negociables a ser recompradas, aceptasen la Oferta de Cambio de Control, la Emisora (o un tercero que realice la Oferta de Cambio de Control), conforme se describe en el siguiente párrafo, compre todas las Obligaciones Negociables en poder de dichos tenedores, la Compañía tendrá el derecho, dentro de los siguientes 30 días corridos de la compra, de acuerdo a una Oferta por Cambio de Control, a rescatar todas las Obligaciones Negociables en circulación después de dicha compra, a un precio de recompra igual al Pago de Cambio de Control más, en la medida que no se encuentre incluido en el Pago de Cambio de Control, los intereses devengados e impagos de las Obligaciones Negociables en circulación, pero excluida la fecha de recompra.

En el supuesto que tenedores de menos del 90% del monto total de las Obligaciones Negociables recompradas acepten la Oferta de Cambio de Control y la Emisora (o un tercero que realiza la Oferta de Cambio de Control) compra todas las Obligaciones Negociables mantenidas por dichos tenedores, la Emisora tiene el derecho de, dentro de los 30 días siguiente de la compra de acuerdo con la Oferta de Cambio de Control, recompre todas las Obligaciones Negociables que se encuentren en circulación después de dicha compra a un precio de recompra igual al Pago de Cambio de Control más, en la medida que no haya sido incluido en el Pago de Cambio de Control, los intereses devengados e impagos de las Obligaciones Negociables que se mantiene en circulación, excluyéndose la fecha de recompra.

La Compañía cumplirá, en la medida en que sea aplicable, con los requisitos de la Regla 14e-1 bajo la Ley de Intercambio y cualquier otra ley o reglamento de valores relacionado con la recompra de Obligaciones Negociables conforme a una Oferta de Cambio de Control. En la medida en que las disposiciones de cualquier ley o reglamento de valores estén en conflicto con las disposiciones de este Programa, la Compañía cumplirá con las leyes y reglamentos aplicables sobre valores y no se considerará que haya incumplido sus obligaciones descriptas en el presente.

Pago de Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precio correspondientes, todos los pagos respecto de las obligaciones negociables, incluyendo, a título enunciativo, pagos de capital e intereses, serán efectuados por nosotros sin retención o deducción alguna en concepto o a cuenta de impuestos, aranceles, imposiciones u otras cargas públicas, actuales o futuras, de cualquier naturaleza, vigentes en la fecha del presente Prospecto aplicable o gravados o determinados en el futuro por o en representación de Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de dicho país, salvo cuando nos veamos obligados por ley a deducir o retener dichos impuestos, gravámenes u otras cargas públicas. En caso de que se gravaran o determinaran cualquiera de tales impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas públicas, pagaremos los montos adicionales ("Montos Adicionales") que sean necesarios de manera que los montos netos a recibir por los tenedores de las obligaciones negociables de cada serie luego de dicha retención o deducción respecto de ese impuesto u obligación sean iguales a los respectivos montos de capital e intereses que habrían recibido respecto de las obligaciones negociables de dicha serie de no haberse practicado dicha retención o deducción; con la salvedad de que no se exigirá el pago de dichos Montos Adicionales respecto de retenciones o deducciones sobre ningún título valor a un tenedor de las obligaciones negociables de dicha serie, o a un tercero en su representación, por o a cuenta de (a) impuestos u obligaciones que se hubieran determinado en razón de que el tenedor de dichas obligaciones negociables sea residente argentino o tenga alguna relación con Argentina que no sea la mera tenencia de dichas obligaciones negociables o el cobro de capital e intereses al respecto; o (b) impuestos u obligaciones que se hubieran determinado en razón de la presentación por parte del tenedor de una obligación negociable para el pago en una fecha que ocurra 30 días después de la fecha en que dicho pago venciera y resultara pagadero o la fecha en que se hubieran proporcionado fondos para su pago, lo que ocurra en último término, salvo que dicho tenedor hubiera tenido derecho a dichos Montos Adicionales presentando dicha obligación negociable para su pago el último día de dicho período de 30 días; o (c) impuestos que no hubieran sido determinados si no fuera por el incumplimiento del tenedor o titular beneficiario de dichas obligaciones negociables de algún requisito de certificación, identificación, información, documentación o cualquier otro requisito de presentación de información (dentro de los 30 días corridos desde la solicitud escrita que enviemos al tenedor) cuando dicho cumplimiento (i) sea exigido en cualquier momento con posterioridad a la emisión de las obligaciones negociables de cualquier serie como resultado de una modificación en la ley aplicable, reglamentación, práctica administrativa o un tratado aplicable como condición previa para la exención de impuestos argentinos o la reducción de la tasa a deducir o retener; y (ii) no resulte más oneroso para el tenedor o titular beneficiario que un requisito de certificación, identificación, información, documentación o cualquier otro requisito de presentación de información comparable impuesto bajo la normativa impositiva, reglamentación, y práctica administrativa estadounidense (como por ejemplo los formularios del IRS 1001, W-8 y W-9 o cualquier formulario comparable que los reemplace); o (d) cualquier impuesto sucesorio, sobre la herencia, legado, ventas, transferencias, bienes personales o impuesto o arancel similar u otra carga pública; o (e) impuestos pagaderos de otra forma que no sea mediante retención sobre el pago de capital, prima, si hubiera, o intereses sobre las obligaciones negociables; o (f) de o en nombre de un tenedor o beneficiario de las obligaciones negociables con respecto a impuestos establecidos en virtud de que dicha persona sea residente de, o hubiera invertido en las obligaciones negociables con fondos provenientes de una jurisdicción no cooperadora (tal como dicho termino sea definido bajo la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina y su regulación, y también incluyendo cualquier jurisdicción que sea listada como "no cooperadora" o como jurisdicción de baja o nula tributación o cualquier otra definición de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina o la regulación emitida bajo dicha ley que se incluya en el futuro); o

(g) cualquier combinación de los puntos (a) a (f) inclusive. Tampoco se pagarán Montos Adicionales respecto de cualquier pago a un tenedor de una obligación negociable que sea un fiduciario, sociedad de personas, u otra que no sea el titular beneficiario exclusivo de dicho pago, en la medida en que un beneficiario o fiduciante respecto de dicho fiduciario o un socio de dicha sociedad de personas o titular beneficiario no habrían tenido derecho a dichos Montos Adicionales de haber sido el tenedor de dichas obligaciones negociables. Toda referencia en el presente o en las obligaciones negociables a capital y/o intereses se considerará también como una referencia a cualquier Monto Adicional que pueda ser pagadero conforme a los compromisos descriptos en este párrafo.

La Emisora entregará al Fiduciario con el reconocimiento oficial de la autoridad impositiva relevante (o si dicho reconocimiento no se encuentra disponible, otra documentación razonable que evidencie cualquier pago de impuesto con respecto al cual la Emisora hubiera pagado cualquier Monto Adicional. Copias de dicha documentación se encontrará disponible a pedido de los tenedores.

Asimismo, pagaremos cualquier impuesto de sellos, sobre la emisión, de registro, sobre la documentación u otros impuestos y aranceles similares, incluidos intereses y punitorios respecto de la creación, emisión y oferta de las obligaciones negociables, excluyendo los impuestos y aranceles determinados por cualquier jurisdicción fuera de Argentina, con la excepción de los resultantes o aquellos que deban pagarse en relación con la ejecución de dichas obligaciones negociables luego de que tenga lugar y durante la continuidad de un Supuesto de Incumplimiento respecto de las obligaciones negociables sobre las cuales tuvo lugar el incumplimiento. Además, pagaremos e indemnizaremos a los tenedores por todas las tasas de justicia u otras imposiciones y aranceles, incluidos intereses y punitorios, pagados por cualquiera de ellos en cualquier jurisdicción en relación con cualquier acto permitido a los tenedores para exigir el cumplimiento de sus obligaciones conforme a las obligaciones negociables.

En caso de que pagáremos cualquier Impuesto sobre los Bienes Personales respecto de obligaciones negociables en circulación, acordamos renunciar al derecho que pudiera asistirnos según las leyes argentinas para procurar el reembolso de los tenedores o titulares directos de las obligaciones negociables sobre cualquiera de los montos pagados. Véase “Información Adicional — Carga Tributaria —Impuestos Argentinos”.

Compromisos

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio pertinente, según los términos de las obligaciones negociables de cada clase, nos comprometemos y acordamos, y en la medida especificada más adelante, mientras las obligaciones negociables de tales clases permanezcan en circulación:

Pago de Capital e Intereses

Pagaremos en tiempo y forma el capital, intereses, prima y Montos Adicionales sobre las obligaciones negociables de dicha serie de acuerdo con los términos de las obligaciones negociables de dicha serie y, si lo hubiera, el correspondiente Contrato de Fideicomiso.

Mantenimiento de Oficinas o Agencias

Mantendremos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en cada lugar de pago especificado para una serie de obligaciones negociables, una oficina o agencia (considerando e incluyendo a tales fines la oficina del Agente de Pago o Agente de Transferencia, en tanto resultara de aplicación) donde las obligaciones negociables de dicha serie podrán ser presentadas o entregadas para su pago o donde podrán ser entregadas para el registro de su transferencia o canje y donde se nos podrá enviar las notificaciones e intimaciones respecto de las obligaciones negociables de dicha serie y el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere.

Mantenimiento de Personería Jurídica

Realizaremos los siguientes actos: (a) mantener vigente su personería jurídica así como todos los registros necesarios a tal fin, y (b) sujeto a los dispuesto bajo el título “Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres”, la Compañía mantendrá vigente su personería jurídica y realizará todos los actos razonables para mantener todos los derechos, preferencias, titularidad de sus bienes, franquicias y derechos similares necesarios o convenientes en la conducción habitual de los negocios, nuestras actividades u operaciones.

Obligación de No Gravar

No constituiremos, incurriremos, asumiremos ni permitiremos la existencia de ningún Gravamen, y no permitiremos que ninguna de nuestras Subsidiarias Significativas constituya, incurra, asuma o permita la existencia de ningún Gravamen, directa o indirectamente, sobre ninguno de sus Bienes presentes o futuros en garantía de Endeudamiento Público, salvo que, en el mismo momento o con anterioridad, la totalidad de las obligaciones negociables fueran igual y proporcionalmente garantizadas, a excepción de los siguientes:

(a) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien existente a la fecha de la emisión de cada serie o clase de obligaciones negociables;

(b) Gravámenes de locadores, operarios, transportistas, depositarios, mecánicos, proveedores de materiales, técnicos u otros Gravámenes similares originados en el curso habitual de los negocios (excluyendo, para mayor aclaración, Gravámenes en relación

con cualquier Endeudamiento por sumas de dinero obtenidas en préstamo) que no estuvieran vencidos por un período de más de 30 días, o que estuvieran siendo controvertidos de buena fe por procedimientos adecuados;

(c) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien en garantía (incluyendo Capital Social de cualquier Persona) de Endeudamiento Públicos incurrido o asumido únicamente con el objeto de financiar todo o parte del costo de adquisición, construcción, desarrollo o mejoras de dicho Bien, el cual fuera constituido sobre dicho Bien simultáneamente o dentro de los 365 días de su adquisición, o de la finalización de su construcción, desarrollo o mejora;

(d) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien existente o Capital Social en el momento de la adquisición de dicho Bien o Capital Social (incluyendo adquisición por medio de fusión o de otra forma) y no creado en relación con tal adquisición;

(e) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien de propiedad de una sociedad u otra Persona, que exista en el momento de la adquisición de dicha sociedad u otra Persona por parte nuestra o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas y que no fuera creado en relación con dicha adquisición;

(f) cualquier Gravamen sobre propiedad que garantiza o para el pago de Endeudamiento Público incurrido en relación con una Financiación de Proyecto para cualquier casa matriz directa o indirecta de la Subsidiaria de Financiación de Proyectos aplicable; cualquier Gravamen en garantía de Financiación de Proyectos o cualquier garantía de igual naturaleza por cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la correspondiente Subsidiaria de Financiación de Proyectos;

(g) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien en garantía de una prórroga, renovación o refinanciación de Endeudamiento garantizado por un Gravamen referido en los puntos (a), (c), (d), (e) o (f) precedentes, si dicho nuevo Gravamen estuviera limitado al Bien objeto del anterior Gravamen inmediatamente antes de dicha prórroga, renovación o refinanciación y si no aumentara el capital del Endeudamiento garantizado por el anterior Gravamen inmediatamente antes de dicha prórroga, renovación o refinanciación (salvo en lo que respecta a honorarios de la transacción y gastos);

(h) Gravámenes que garanticen las obligaciones negociables o cualquier otro de nuestros títulos a los fines de la rescisión, de acuerdo con los términos del presente Prospecto o algún contrato de fideicomiso bajo el cual las obligaciones negociables o tales otros títulos fueran sido emitidos;

(i) cualquier otro Gravamen sobre nuestros Bienes o los de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, si en la fecha de constitución o en la que se asume dicho Gravamen, el Endeudamiento garantizado por ello junto con otro Endeudamiento Público nuestro y de nuestras Subsidiarias Significativas garantizado por cualquier Gravamen en base a este apartado (i) tuviera un monto total pendiente no superior al 15% de nuestro activo consolidado total, para cualquier fecha de determinación, según lo reflejado en los estados financieros consolidados más recientes preparados de conformidad con las NIIF y presentados ante la CNV;

(j) gravámenes incurridos o depósito bajo leyes de compensación de trabajadores, leyes de seguro de desempleo o legislación similar, o depósitos de buena fe en relación con ofertas, propuestas, contratos o locaciones, o para garantizar obligaciones legales, fianzas, obligaciones aduaneras y similares, o para el pago de alquileres, en cada caso incurridos en el curso ordinario de los negocios y sin garantizar endeudamiento;

(k) gravámenes a favor de emisores de fianzas o garantías de cumplimiento o cartas de crédito o aceptaciones bancarias u obligaciones similares emitidas de acuerdo a un pedido o por cuenta de dicha Persona en el curso ordinario de los negocios;

(l) gravámenes incorporados por impuestos, determinaciones o cargas gubernamentales o imposiciones que aún no son exigibles o que estén siendo objetados de buena fe y por procedimientos adecuados;

(m) defectos mínimos de agrimensura, gravámenes menores, servidumbres o reserva de, o derechos de otros por licencias, derechos de paso, cloacas, líneas eléctricas, telégrafo y líneas de teléfono y otros de similar propósito, restricciones de zonificación u otros gravámenes sobre bienes inmuebles que no interfieran significativamente con el curso de los negocios de la Emisora y sus Subsidiarias Significativas;

(n) licencias o locaciones o sublocaciones como locador, locatario o sublocatario de cualquiera de sus bienes, incluyendo propiedad intelectual, en el curso ordinario de sus negocios;

(o) fianzas judiciales, siempre que no exista un Evento de Incumplimiento como resultado de ello; y

(p) gravámenes garantizando contratos de cobertura, siempre que dichos contratos de cobertura relacionadas con Endeudamientos de dinero prestado para garantizar un gravamen sobre el mismo bien que garantiza dicho contrato de cobertura.

Informes

Si la Compañía (i) dejara de realizar presentaciones ante la CNV en su carácter de compañía admitida al régimen de oferta pública, (ii) diera por finalizadas sus obligaciones de brindar informes a la SEC, (iii) dejara de cotizar en la NYSE, o (iv) dejara de cumplir con cualquiera de sus obligaciones ante la SEC, NYSE o CNV, la Compañía se compromete a entregar al Fiduciario: (A) tan pronto como sea posible, pero a todo evento dentro de los 90 días posteriores al cierre de cada uno de los 3 primeros trimestres de cada Ejercicio Económico: (i) dos copias de los estados financieros auditados de la Compañía y sus Subsidiarias consolidadas para dicho trimestre, junto con sus Notas; (ii) una descripción de las operaciones con partes vinculadas realizadas durante dicho trimestre; y

(iii) cualquier otra información que el Fiduciario (actuando de acuerdo con instrucciones escritas de los Tenedores de al menos el 51% del monto de capital total de Obligaciones Negociables en Circulación) pueda solicitar razonablemente; y (B) tan pronto como sea posible pero a todo evento dentro de los 120 días (o exclusivamente con respecto a un cambio en los auditores externos de la Compañía, dentro de los cinco Días Hábiles posteriores a la fecha en que deba presentarse dicho ítem bajo la Ley aplicable) después del cierre de cada Ejercicio Económico: (1) dos copias de los estados financieros auditados completos de la Compañía para dicho Ejercicio Económico, incluyendo el balance auditado de la Compañía y el balance auditado de las Subsidiarias consolidadas de la Compañía al cierre de dicho Ejercicio Económico, los correspondientes estados de ingresos y gastos, resultados no asignados, capital integrado y excedente y evolución de la situación patrimonial consolidados auditados de la Compañía y sus Subsidiarias consolidadas, que deberán ser contestes con los registros contables de la Compañía y estar confeccionados de acuerdo con los PCGA de Argentina o las NIIF, según corresponda; (2) un informe sobre dichos estados financieros consolidados emitido por otro de los cuatro estudios de auditores externos más importantes de prestigio internacional, el cual deberá emitirse sin reservas; (3) un Certificado de un Funcionario que acredite que desde la última entrega de estados financieros por parte de la Compañía de acuerdo con este Artículo 5.1, no se ha producido ni subsiste un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento o, de haberse producido y subsistir un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento tal, se informe acerca de su naturaleza, su tiempo de duración y las medidas adoptadas o que se prevén adoptar a fin de subsanar el Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en cuestión; (4) una descripción de las operaciones con partes relacionadas realizadas durante dicho Ejercicio Económico; (5) un informe que refleje los resultados consolidados de la aplicación de parámetros ambientales por la Compañía, incluyendo, sin carácter taxativo, conclusiones trimestrales y observaciones relacionadas con los valores afectados o apartamientos de los mismos y los resultados de una auditoría externa anual o su certificación correspondiente; (6) la "Memoria Anual de la Compañía presentado ante la CNV; y (7) toda otra información que el Fiduciario (actuando de acuerdo con instrucciones escritas de los Tenedores de al menos el 51% del monto de capital total de Obligaciones Negociables en Circulación) solicite razonablemente, incluyendo, sin carácter taxativo, proyecciones financieras.

Mantenimiento de Libros y Registros

Llevaremos libros, cuentas y registros de acuerdo con las disposiciones profesionales y legales vigentes, y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias ubicadas en Argentina también lo haga.

Los libros societarios y registros contables se encuentran en la sede social de la Sociedad ubicada en Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Asimismo, la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentran en la sede social, se encuentran en los depósitos de Adea S.A. localizados en Planta 3, Ruta 36, Km 36, km 31,5, Florencio Varela, provincia de Buenos Aires y de File S.R.L. ubicada en Panamericana y R.S. Peña, Blanco Encalada, Luján de Cuyo, provincia de Mendoza.

Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres

No nos fusionaremos ni consolidaremos con ninguna Persona, ni cederemos, transferiremos ni alquilaremos nuestros Bienes sustancialmente en su totalidad a ninguna Persona, ya sea en una operación o en una serie de operaciones, salvo que, inmediatamente después de dar efecto a dicha operación, (a) no hubiera ocurrido ni se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento ni ningún hecho que, luego de una notificación o del transcurso de un plazo o de ambas condiciones se convertiría en un Supuesto de Incumplimiento, (b) la Persona formada por dicha fusión o consolidación o la Persona que adquiera por cesión o transferencia o que alquile dichos bienes y activos (la "Persona Sucesora") expresamente asumiera el pago en tiempo y forma del capital, intereses, prima, si hubiera, y Montos Adicionales, si hubiera, que pudieran resultar con motivo de la retención por parte de cualquier autoridad con facultad de recaudar impuestos a la que la Persona Sucesora estuviera o pudiera estar sujeta, sobre todas las obligaciones negociables de la serie correspondiente de acuerdo con sus términos, y el cumplimiento en tiempo y forma de todos los otros compromisos y obligaciones contraídos en las obligaciones negociables de la serie correspondiente, (c) la Persona Sucesora acuerde indemnizar a cada tenedor por todo impuesto, tasa o carga pública posteriormente impuesta a dicho tenedor por cualquier Entidad Pública únicamente como consecuencia de dicha fusión o consolidación, cesión, transferencia o alquiler respecto del pago de capital, intereses y Montos Adicionales, si la hubiera, sobre las obligaciones negociables de la serie correspondiente, y (d) la Persona Sucesora (salvo en el caso de alquileres, si hubiera), nos reemplazara y sustituyera con el mismo efecto como si hubiera sido nombrada en las obligaciones negociables de la serie correspondiente como nosotros.

Notificación de Incumplimiento

Enviaremos notificación escrita a los tenedores o al Fiduciario, si hubiere sido designado, inmediatamente y en todo caso dentro de los 10 días después de que tomemos conocimiento de cualquier Supuesto de Incumplimiento ocurrido o existente, acompañado, si correspondiera, por un certificado de funcionarios donde consten los detalles de dicho Supuesto de Incumplimiento y el acto que nos propongamos a realizar al respecto.

Rango

Nos aseguraremos de que las obligaciones negociables de la serie correspondiente constituyan obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la Ley de Obligaciones Negociables, y que en todo momento (a) tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento, y (b) salvo que se indique de distinto modo en el respectivo

Suplemento de Precio, constituyan nuestras obligaciones generales, no garantizadas y no subordinadas, con igual prioridad de pago que toda nuestra demás deuda no garantizada y no subordinada presente y futura (salvo las obligaciones con preferencia por ley o de puro derecho) y sin preferencia alguna entre sí.

Otros Actos

Emplearemos nuestros esfuerzos comercialmente razonables para realizar cualquier acto, cumplir cualquier condición o llevar a cabo cualquier otro acto (incluyendo la obtención de cualquier consentimiento, aprobación, autorización, exención, licencia, orden, registro o inscripción necesaria) requeridos en cualquier momento que, según las leyes y regulaciones aplicables, debieran ser realizados, cumplidos o llevados a cabo con el objeto de (a) posibilitar que lícitamente celebremos, ejerzamos nuestros derechos y llevemos a cabo y cumplamos nuestras obligaciones de pago conforme a las obligaciones negociables de la serie correspondiente, (b) asegurar que tales obligaciones sean legalmente vinculantes y exigibles, y (c) hacer que las obligaciones negociables de la serie correspondiente sean admisibles como medio de prueba en los tribunales de Argentina.

Listado

Se solicitará las obligaciones negociables de una serie sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y para que sean negociadas en el MAE, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. Sin embargo, no podemos asegurar que estás solicitudes sean aceptadas. En el Suplemento de Precio correspondiente a una serie de obligaciones negociables se especificará si las obligaciones negociables de esa serie de listan en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, en el MAE, o en cualquier otra bolsa de valores.

Ciertas Definiciones

A los fines de los compromisos y los supuestos de incumplimiento:

“Afiliada de cualquier Persona determinada” significa cualquier Persona directamente o indirectamente controlante o controlada por o bajo control común directo o indirecto con respecto a dicha Persona. Con el propósito de esta definición, “control” cuando se utiliza con respecto a cualquier Persona determinada significa el poder de dirigir o causar la dirección de la administración y las políticas de dicha Persona, directa o indirectamente, sea a través de la propiedad de los valores negociables con derecho a voto, por contrato o de otra manera; y los términos “controlante” o controlada” tiene significados correlativos a lo anterior.

“Agencia de Calificación” significa cada uno de Standard & Poor’s Ratings Group, Inc. o cualquier sucesor del mismo, Moody’s Investors Service, Inc., o cualquier sucesor del mismo, y Fitch, Inc., o cualquier sucesor del mismo.

“Argentina” significa la República Argentina, incluyendo una provincia u otra subdivisión política, instrumentalidad o autoridad de la misma.

“Sociedad Vinculada” de cualquier Persona especificada, significa cualquier otra Persona que directa o indirectamente controle o esté controlada o bajo el control común directo o indirecto con dicha Persona especificada. A los fines de esta definición, el término "control" utilizado respecto de cualquier Persona especificada significa la facultad de dirigir o disponer la dirección de la administración y políticas de dicha Persona, directa o indirectamente, mediante la titularidad de acciones con derechos de voto, por contrato o de otra forma, interpretándose los términos "controlante" y "controlada" en consecuencia.

“NIIF” Normas Internacionales de Información Financiera tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad y adoptadas por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas y por las Normas de la CNV. “Deuda Atribuible” significa, respecto de una Operación de Venta con Alquiler Recíproco, el valor actual, descontado a la tasa de interés implícita en la Operación de Venta con Alquiler Recíproco (determinado de conformidad con las Normas Contables Profesionales Vigentes), del total de obligaciones del locatario, para pagos de alquiler durante el plazo restante de la locación en la Operación de Venta con Alquiler Recíproco.

“Persona Autorizada” significa cualquiera de nuestros funcionarios debidamente autorizado por escrito a realizar actos en nuestra representación.

“Capital Social” significa, respecto de cualquier Persona, todas y cada una de las acciones, cuota partes, participaciones, opciones de suscripción, opciones de compra, derechos u otros equivalentes o derechos (cualquiera fuera su designación y tuvieran o no derechos de voto) en el capital de una sociedad y todas y cada una de las participaciones de titularidad equivalentes en una Persona (además de una sociedad), en cada caso en circulación actualmente o emitidas en el futuro, incluyendo acciones preferidas.

“Cambio de Control” significa el acaecimiento de un evento o serie de eventos que resulten en: (i) antes de la consumación de una Oferta Pública Inicial, YPF deje de ser titular, directa o indirectamente, de al menos el 50% del poder de voto del Capital Social de la Emisora; y (2) después de la consumación de una Oferta Pública Inicial, si una Persona se convierte en forma directa o indirecta en titular del 35% o más del poder de voto del Capital Social de la Emisora, si dicha tenencia es mayor que el poder de voto en el Capital Social de la Emisora que posea directa o indirectamente, YPF o General Electric o sus respectivas Afiliadas.

“Entidad Pública” significa cualquier persona jurídica pública o repartición pública creada por el gobierno federal, estadual o local o cualquier otra persona jurídica existente en la actualidad o creada posteriormente, o de propiedad o controlada actualmente o en

el futuro, directa o indirectamente, por cualquier persona jurídica pública o repartición pública. YPF LUZ no es una Entidad Pública según lo previsto por la Ley 26.741.

“Ejercicio Económico” significa el ejercicio económico de la Compañía comenzando el 1 de enero de cada año y finalizando el siguiente 31 de diciembre.

“IFRS” son las siglas en inglés de las NIIF.

“Endeudamiento” significa, respecto de cualquier Persona sin duplicación, en cualquier fecha de determinación: (a) todas las obligaciones de dicha Persona (i) por sumas de dinero obtenidas en préstamos; (ii) evidenciadas por bonos, pagaré, debenture u otro instrumento similar emitido en relación con la adquisición de bienes o activos de cualquier naturaleza (salvo por cuentas comerciales a pagar u obligaciones corrientes que surjan del curso habitual de los negocios); y (b) garantías y otras obligaciones contingentes de dichas Personas con respecto a Endeudamiento referido en el punto (a). A los efectos de determinar cualquier monto de Endeudamiento bajo esta definición, tampoco se incluirán las garantías de Endeudamiento (u obligaciones respecto de cantidad de crédito que respalden Endeudamiento) incluido de otro modo en la determinación de dicho monto. A los fines aclaratorios, Endeudamiento no incluirá ninguna obligación no especificada precedentemente, incluyendo cuentas comerciales a pagar, en el curso habitual de los negocios.

“Endeudamiento Público” significa, respecto de cualquier Persona, cualquier Endeudamiento de dicha Persona, el cual se encuentra en la forma, o representada por bonos, debentures, u otros valores negociables que: (a) son ofrecidos públicamente o colocados por oferta privada en mercados, y (b) son o están destinados al momento de la emisión a ser cotizados, listados o negociados en cualquier bolsa de valores, sistema de negociación automatizado o mercado de valores over-the-counter (incluyendo valores negociables elegibles para su venta, de acuerdo a la Norma 144A o Reglamentación S bajo la Ley de Títulos Valores o cualquier ley sucesora o regulación de similar efecto).

“Gravamen” significa cualquier hipoteca, prenda, carga, garantía, imposición u otro gravamen o acuerdo preferencial que tenga el efecto de crear un derecho real de garantía, incluyendo, sin limitación, un derecho equivalente creado u originado según las leyes de cualquier país en el que fuéramos, o cualquiera de nuestras Subsidiarias fueran, propietarias de Bienes.

“Oferta Pública Inicial” significa una oferta pública por efectivo de la Emisora o de cualquier accionista directo o indirecto de la Emisora, según corresponda, del capital social, o opciones, warrants o derechos con respecto a su capital social (en el caso de una oferta por su accionistas directo o indirecto de la Emisora, en la medida que los fondos en efectivo sean aportados a la Emisora), aparte de (i) ofertas públicas con respecto al capital social de la Emisora, opciones, warrants, o derechos, registrados bajo el Formulario S-4 o S-8; (ii) la emisión de cualquier Subsidiaria; o (iii) cualquier oferta de capital social emitido en relación con una transacción que constituye un Evento de Cambio de Control.

“Persona” significa cualquier persona física, sociedad anónima (incluyendo un fideicomiso comercial), sociedad de responsabilidad limitada, sociedad de personas, unión transitoria, asociación, sociedad por acciones, fideicomiso, asociación sin personería jurídica u otra entidad o gobierno o cualquier repartición o subdivisión política correspondiente.

“Financiación de Proyectos” significa Endeudamiento o una venta con alquiler recíproco de Bienes de una Subsidiaria cuyos fondos sean destinados a financiar una nueva adquisición, exploración, desarrollo o ampliación por dicha Subsidiaria o remodelaciones de los Bienes de dicha Subsidiaria que esté garantizado por los Bienes de dicha Subsidiaria.

“Subsidiaria de Financiación de Proyectos” significa, respecto de cualquier Financiación de Proyectos, la Subsidiaria que sea el obligado principal en dicha Financiación de Proyectos.

“Supuesto de Recompra por Cambio de Control” significa la ocurrencia de un Cambio de Control y un Supuesto de Baja de Calificación de Riego.

“Supuesto de Baja de Calificación de Riego” significa que en cualquier momento dentro de los 60 días (período que se extenderá mientras que la calificación de las Obligaciones Negociables esté bajo consideración anunciada públicamente por cualquiera de las Agencias de Calificación, calificando las Obligaciones Negociables para posible rebaja debido a un Cambio de Control, tal período prolongado terminará el día posterior que la correspondiente Agencia de Calificación anuncie su decisión) después del primero de (x) la fecha del anuncio público de un Cambio de Control y (y) la fecha de entrega de la notificación por escrito por parte de la Autoridad de Calificación pertinente, (i) si tres Agencias de Calificación están haciendo pública la calificación de las Obligaciones Negociables, al menos dos de las Agencias de Calificación o (ii) si dos o menos Agencias de Calificación están poniendo a disposición públicamente las calificaciones de los Valores, entonces cualquiera de las Agencias de Calificación, total o parcialmente como resultado de dicho Cambio de Control.

“Acciones sujetas a Rescate” significa cualquier clase o serie de Capital Social que por sus términos o por otra vía debiera ser rescatada antes del vencimiento estipulado de las obligaciones negociables de cualquier serie o estuviera sujeta a rescate a opción de su tenedor en cualquier momento anterior al vencimiento estipulado de las obligaciones de cualquier serie.

“Bienes” significa cualquier activo, ingresos o cualquier otro bien, tangible o intangible, mueble o inmueble, incluyendo, entre otros, cualquier derecho a percibir ganancias.

"Subsidiaria Significativa" significa, en cualquier momento pertinente, cualquiera de nuestras Subsidiarias que sea una "subsidiaria significativa" dentro del significado de la Norma 1-02 de la Regulación S-X promulgada por la SEC, con vigencia a la fecha del presente prospecto.

"Subsidiaria" significa, respecto de cualquier Persona, toda sociedad, asociación u otra entidad comercial más de cuyo 50% de los derechos de voto de su Capital Social fuera en ese momento de titularidad o estuviera controlado, directa o indirectamente, por dicha Persona o una o más de las demás Subsidiarias de dicha Persona o por una combinación de ellas.

"Patrimonio Neto Total" significa nuestro patrimonio neto consolidado total, determinado de acuerdo con los PCGA Argentinos, según conste en nuestros estados financieros más recientemente presentados a la CNV.

Supuestos de Incumplimiento

En tanto cualquiera de las obligaciones negociables de cualquier serie continúe en circulación, en caso de que hubiera ocurrido y se mantuviera vigente cualquiera de los siguientes supuestos (cada uno de ellos denominado un "Supuesto de Incumplimiento") respecto de las obligaciones negociables de dicha serie:

(a) si no pagáramos el capital adeudado sobre las obligaciones negociables de dicha serie y dicho incumplimiento continuará durante un periodo de 7 días; o

(b) si no pagáramos los intereses o los Montos Adicionales adeudados sobre cualquier obligación negociable de dicha serie y dicho incumplimiento continuara durante un período de 30 días; o

(c) si no cumpliéramos u observáramos cualquier término, compromiso u obligación del presente Prospecto detallados bajo el título "—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres"; o

(d) si no cumpliéramos u observáramos cualquiera de los demás términos, compromisos u obligaciones establecidos bajo las obligaciones negociables de dicha serie no descriptos de otro modo en los apartados (i), (ii) o (iii) precedentes, por un período de más de 30 días desde que el Fiduciario, o los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie nos hubieran notificado por escrito dicho incumplimiento solicitándonos su reparación; o

(e) si nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas (a) incurriéramos en incumplimiento en el pago del capital o intereses respecto de Endeudamiento Público por un monto de capital total igual o superior a US$ 50.000.000 (o su equivalente en ese momento) con la excepción de las obligaciones negociables de dicha serie, cuando y según venciera y fuera exigible dicho Endeudamiento Público, si dicho incumplimiento se extendiera más allá del período de gracia, si hubiera, originalmente aplicable y el momento del pago de dicho monto no hubiera sido prorrogado expresamente o (b) no observáramos cualquiera de los demás términos y condiciones respecto de Endeudamiento Público por un monto de capital total igual o superior a US$ 50.000.000 (o su equivalente en ese momento) que no sean las obligaciones negociables de dicha serie, si el efecto de dicho incumplimiento fuera originar que el monto de capital total de dicho Endeudamiento Público venza antes de su vencimiento establecido, estableciéndose que la presente cláusula (iv) no será aplicable aquellos Endeudamientos Públicos de cualquier Subsidiaria de Financiación de Proyectos salvo que tal Endeudamiento Público constituya un Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas (que no sea una Subsidiaria de Financiación de Proyectos); o

(f) si se nos tornara ilícito cumplir con cualquiera de nuestras obligaciones contraídas en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, o las obligaciones negociables de dicha serie, o cualquiera de nuestras obligaciones de pago en virtud de sus términos dejaran de ser válidas, vinculantes o exigibles; o

(g) si el Contrato de Fideicomiso correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, por cualquier razón dejara de tener plena vigencia y efecto de acuerdo con sus términos o su efecto vinculante o exigibilidad fueran controvertidos por nosotros, o si negáramos tener más responsabilidad u obligaciones en virtud de los términos o en relación con dicho Contrato de Fideicomiso, si lo hubiera; o

(h) si nuestro Directorio o nuestros accionistas adoptaran o aprobaran una resolución, o una entidad pública o tribunal competente dictara una resolución o fallo para nuestra liquidación o disolución, salvo según una fusión por absorción, consolidación u otra operación permitida de otro modo de acuerdo con los términos del presente Prospecto según se describe en el título "—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres" y, en caso de dictarse tal sentencia o fallo, si no fueran desestimados dentro de los 90 días; o

(i) si un tribunal competente dictara un fallo o resolución para (a) hacer lugar a un pedido de quiebra iniciado por terceros en nuestra contra o en contra de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas conforme a la Ley Nº 24.522 de Argentina y sus modificatorias (la "Ley de Concursos y Quiebras") o a cualquier otra ley en materia de quiebras, concursos u otra ley similar aplicable actualmente o que rija en el futuro, o (b) que se nos designe un administrador, liquidador, síndico o interventor o a cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas o para la totalidad o sustancialmente la totalidad de nuestros Bienes o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas y, en cada caso, dicha resolución o fallo no fueran suspendidos y permanecieran vigentes por un período de 90 días corridos; o

(j) si nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas (a) presentáramos o presentasen respecto de nosotros mismos o respecto de sí un pedido de quiebra o concurso conforme a la Ley de Concursos y Quiebras o a cualquier otra ley aplicable en materia de quiebras, concursos u otra ley similar vigente actualmente o en el futuro, incluyendo, sin limitaciones, cualquier acuerdo preventivo extrajudicial, (b) aceptáramos la designación o la toma de posesión por parte de un administrador, liquidador, síndico o interventor para nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas respecto de todos o sustancialmente la totalidad de nuestros Bienes o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, o (c) efectuáramos cualquier cesión en beneficio de los acreedores en general; o

(k) si se acordara o declarara una suspensión de pagos respecto de cualquier porción de nuestro Endeudamiento o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, estableciéndose que la presente cláusula (k) no será aplicable a aquellos Endeudamientos de cualquier Subsidiaria de Financiación de Proyectos salvo que dicho Endeudamiento constituya un Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas (que no sea una Subsidiaria de Financiación de Proyectos); o

(l) si ocurriera cualquier hecho que, según las leyes de cualquier jurisdicción que corresponda, tuviera un efecto análogo a cualquiera de los hechos referidos en los puntos (i) o (j) precedentes y en el caso de (i), dicho evento análogo no fuera desestimado dentro de 90 días corridos; o

entonces, de ocurrir tal Supuesto de Incumplimiento (salvo un Supuesto de Incumplimiento especificado en los puntos (i), (j), (k) o (l) precedentes) y no ser subsanado respecto de cualquier serie de obligaciones negociables, el Fiduciario, o los tenedores de como mínimo el 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie podrán declarar el vencimiento automático del capital de todas las obligaciones negociables de dicha serie, mediante notificación por escrito a nosotros (y al Fiduciario, si lo hubiera, si fuera realizado por los tenedores), con lo cual vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales. En caso de ocurrir un Supuesto de Incumplimiento especificado en los párrafos (i), (j), (k) o (l) anteriores, vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales de todas las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación sin ninguna acción del Fiduciario o de cualquier titular; teniendo en cuenta, no obstante, que luego de tal caducidad de plazos, se requerirá el voto afirmativo de los tenedores de no menos del 66,66% del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación presentes en persona o por representación en una asamblea de tales tenedores que hubiera constituido quórum para, en ciertas circunstancias y con el alcance permitido por la Ley de Concursos y Quiebras y cualquier otra ley de quiebras, concursos u otras leyes similares que fueran aplicables, rescindir y anular tal caducidad de plazos si se hubieran subsanado o dispensado según disponga el presente Prospecto todos los Supuestos de Incumplimiento, a excepción del no pago del capital vencido.

Derechos de Registro

Si estuviera especificado en el Suplemento de Precio correspondiente, podremos firmar un contrato de derechos de registro (un "Contrato de Derechos de Registro") con los colocadores pertinentes respecto de una serie de obligaciones negociables. En ese contrato, acordaremos, en beneficio de los tenedores de dichas obligaciones negociables, presentar ante la SEC y emplear los esfuerzos comercialmente razonables para disponer que se apruebe una solicitud de autorización de oferta relativa a una oferta de canje de las obligaciones negociables por una emisión de obligaciones negociables registradas ante la SEC con términos idénticos a las obligaciones negociables (con la excepción de que las obligaciones negociables de canje no estarán sujetas a restricciones a la transferencia en Estados Unidos ni a ningún aumento de la tasa de interés según se describe más adelante) (las "Obligaciones Negociables de Canje").

Después que la SEC declare la aprobación de la solicitud de autorización de la oferta de canje, ofreceremos las Obligaciones Negociables de Canje a cambio de las obligaciones negociables. La oferta de canje permanecerá abierta por la cantidad de días especificada en el Suplemento de Precio aplicable después de la fecha en que enviemos notificación de la oferta de canje a los tenedores de las obligaciones negociables. Por cada obligación negociable que se nos entregue conforme a la oferta de canje, el tenedor recibirá una Obligación Negociable de Canje de igual monto de capital. Se devengarán intereses sobre cada Obligación Negociable de Canje desde la última Fecha de Pago de Intereses en la se hubieran pagado intereses sobre las obligaciones negociables o, si no se hubieran pagado intereses sobre las obligaciones negociables, desde la fecha de emisión de las obligaciones negociables.

Si las correspondientes interpretaciones de los funcionarios de la SEC no permitieran que realicemos la oferta de canje, emplearemos nuestros esfuerzos comercialmente razonables para que se apruebe una solicitud anticipada de autorización de oferta en relación con las ventas de las obligaciones negociables y para mantener la solicitud anticipada de autorización de oferta vigente hasta que todas las obligaciones negociables comprendidas en la solicitud anticipada de autorización de oferta hayan sido vendidas. En el caso de dicha solicitud de autorización de oferta, suministraremos a cada tenedor de obligaciones negociables copias de un prospecto, notificaremos a cada tenedor de obligaciones negociables cuando haya sido aprobada la solicitud anticipada de autorización de oferta y llevaremos a cabo ciertos otros actos que permitan las ventas de las obligaciones negociables. Un tenedor de obligaciones negociables que las venda conforme a la solicitud anticipada de autorización de oferta en general deberá ser nombrado como tenedor de títulos vendedor en el prospecto correspondiente y deberá entregar un prospecto a los compradores, quedará sujeto a algunas de las disposiciones sobre responsabilidad civil de la Ley de Títulos Valores Estadounidense en relación con esas ventas y quedará

obligado por las disposiciones del Contrato de Derechos de Registro que sean aplicables a dicho tenedor (incluyendo ciertas obligaciones de indemnización).

Si (i) la solicitud de autorización de oferta de canje no se presentara ante la SEC en la fecha establecida en el Suplemento de Precio pertinente o antes, (ii) no se aprobara la oferta de canje el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes, (iii) la oferta de canje no se completara el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes, o (iv) si fuera requerido por el Contrato de Derechos de Registro y no se aprobara una solicitud anticipada de autorización de oferta de las obligaciones negociables el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes o dejara de tener validez o no pudiera utilizarse en el plazo allí especificado, en ese caso, al tener lugar cada uno de los supuestos referidos en los puntos (i) a (iv) anteriores, la tasa de interés devengada por las obligaciones negociables afectadas será aumentada según lo especificado en el Suplemento de Precio correspondiente.

Si lleváramos a cabo una oferta de canje, tendremos derecho a cerrar la respectiva oferta de canje en la fecha especificada en el Suplemento de Precio pertinente, siempre que se hubieran aceptado todas las obligaciones negociables válidamente entregadas de acuerdo con los términos de la oferta de canje. Las obligaciones negociables no presentadas en la oferta de canje continuarán sujetas a los términos y condiciones especificados en el Suplemento de Precio correspondiente, incluyendo las restricciones a la transferencia.

El presente es un resumen de las disposiciones que puede incluir el Contrato de Derechos de Registro; no pretende ser una descripción completa de sus disposiciones y está condicionado en su totalidad a dicho Contrato de Derechos de Registro.

Si las obligaciones negociables fueran aceptadas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, la oferta de canje pertinente se realizará de acuerdo con sus requisitos. Si fuera requerido, se informará a la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se publicará un aviso en un diario de Luxemburgo de amplia circulación en el caso de alguna variación en la tasa de interés pagadera sobre las obligaciones negociables y se anunciará el inicio de la oferta de canje y sus resultados. En tanto las obligaciones negociables sean aceptadas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, los documentos preparados para la oferta de canje y los servicios prestados a tal fin estarán disponibles a través de las oficinas del agente de cotización en Luxemburgo.

Asambleas, Modificación y Dispensa

Nosotros podremos, sin el voto o consentimiento de tenedores de obligaciones negociables de una serie, modificar los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie con el objeto de:

- agregar a nuestros compromisos los demás compromisos, restricciones, condiciones o disposiciones que sean en beneficio de los tenedores de dichas obligaciones negociables;
- ceder cualquier derecho o poder que se nos confiera;
- garantizar las obligaciones negociables de cualquier serie de acuerdo con sus requisitos o de otra forma;
- acreditar nuestra sucesión por otra persona y la asunción por parte de dicho sucesor de nuestros compromisos y obligaciones en las obligaciones negociables en virtud de cualquier fusión por absorción, consolidación o venta de activos;
- establecer la forma o los términos y condiciones de cualquier nueva serie de obligaciones negociables con el alcance permitido por el presente;
- cumplir cualquier requerimiento de la CNV a fin de dar efecto y mantener la calificación del presente;
- cumplir con los requisitos de la SEC a fin de que el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, califique según la Ley de Fideicomisos Estadounidense;
- realizar cualquier modificación que sea de naturaleza menor o técnica o para corregir o complementar alguna disposición ambigua, incompatible o defectuosa incluida en el Contrato presente o en dichas obligaciones negociables, siempre que dicha modificación, corrección o suplemento no afecten en forma adversa los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie;
- realizar toda otra modificación, u otorgar alguna dispensa o autorización de cualquier incumplimiento o incumplimiento propuesto de cualquiera de los términos y condiciones de dichas obligaciones negociables, de forma tal que no afecte en forma adversa los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en cualquier aspecto sustancial; y
- realizar modificaciones o reformas a fin de aumentar el monto del Programa.

Nosotros podremos efectuar modificaciones y reformas a los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie, así como podrán dispensar nuestro cumplimiento futuro o el incumplimiento anterior, mediante la adopción de una resolución en una asamblea de tenedores de una serie de obligaciones negociables según lo establecido más adelante; sin

embargo, sin el consentimiento unánime de los tenedores de todas las obligaciones negociables de una serie afectada en forma adversa, tales modificaciones, reformas y dispensas no podrán:

- prorrogar la fecha de vencimiento para el pago de capital, prima, si hubiera, o de cualquier cuota de intereses sobre dicha obligación negociable;
- reducir el capital, la porción del capital pagadera en caso de caducidad de su plazo, la tasa de interés o la prima pagadera en caso de rescate o recompra de cualquiera de tales obligaciones negociables;
- reducir nuestra obligación de pagar Montos Adicionales sobre cualquiera de tales obligaciones negociables;
- acortar el período durante el cual no se nos permite rescatar cualquiera de tales obligaciones negociables o permitirnos rescatar tal obligación negociable si, sin ese permiso, no estuviera autorizada a hacerlo;
- cambiar las circunstancias bajo las cuales se pueden rescatar las obligaciones negociables de dicha serie;
- cambiar la Moneda Especificada en la cual debe pagarse cualquier obligación negociable o la prima o intereses sobre dicha obligación negociable o los lugares de pago requeridos;
- reducir el porcentaje del valor nominal total de tales obligaciones negociables necesario para modificar, reformar o complementar dichas obligaciones negociables, o para la dispensa del cumplimiento de ciertas de sus disposiciones o para dispensar ciertos incumplimientos;
- reducir el porcentaje del valor nominal total de obligaciones negociables en circulación requerido para la adopción de una resolución o el quórum requerido en cualquier asamblea de tenedores de dichas obligaciones negociables en la cual se adopta la resolución;
- modificar las disposiciones del presente relacionadas con asambleas de tenedores de dichas obligaciones negociables, modificaciones o dispensas según lo descripto precedentemente, salvo para aumentar dicho porcentaje o disponer que ciertas otras disposiciones del presente no puedan ser modificadas o dispensadas sin el consentimiento del tenedor de cada título afectado adversamente por tal acto;
- modificar las disposiciones de subordinación relacionadas con obligaciones negociables subordinadas de cualquier forma adversa para los tenedores de obligaciones negociables;
- modificar las disposiciones sobre garantía relacionadas con obligaciones negociables garantizadas de cualquier forma adversa para los tenedores de obligaciones negociables; o
- afectar el derecho de iniciar acciones judiciales para la ejecución de cualquier pago respecto de cualquiera de tales obligaciones negociables.

Las asambleas de tenedores de obligaciones negociables de una serie podrán ser convocadas por nuestro Directorio o nuestra Comisión Fiscalizadora, el Fiduciario, si lo hubiera, o cuando sea requerido por los tenedores que posean por lo menos 5% del valor nominal de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie. Las asambleas celebradas a pedido escrito de tenedores de obligaciones negociables serán convocadas dentro de los 40 días de la fecha en la que recibamos tal solicitud escrita.

Las asambleas podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las propuestas de modificación de los términos y condiciones de cualquier serie de obligaciones negociables serán consideradas y resueltas en asamblea extraordinaria. Cualquiera de tales asambleas se celebrará, si así correspondiera según lo establecido en la respectiva serie de obligaciones negociables, simultáneamente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Ciudad de Nueva York mediante medios de telecomunicación que permitan a los participantes escucharse y hablar entre sí. La convocatoria a asamblea de tenedores de obligaciones negociables (la cual incluirá la fecha, lugar y hora de la asamblea, el orden del día y los requisitos de asistencia) será enviada, a costa nuestra, entre los 10 y 30 días anteriores a la fecha fijada para la reunión según se establece bajo el título "—Notificaciones", y se publicará durante cinco días hábiles en Argentina en el Boletín Oficial, en un diario de amplia circulación en Argentina y en los sistemas informativos de los mercados correspondientes donde se listen las Obligaciones Negociables. La primera y segunda convocatoria para el caso de no reunirse quórum en la primera reunión podrán ser realizadas en forma simultánea. No obstante, para asambleas que incluyan en el orden del día temas que requieran la aprobación unánime de los tenedores o la modificación de cualquiera de los términos y condiciones de las obligaciones negociables, la segunda convocatoria por falta de quórum en la primera será realizada no menos de 8 días antes de la fecha fijada para la nueva reunión, y será publicada durante 3 días hábiles en el Boletín Oficial de Argentina, un diario de amplia circulación en Argentina y en los sistemas informativos de los mercados correspondientes donde se listen las Obligaciones Negociables.

Para tener derecho a votar en una asamblea de tenedores, una persona deberá ser (i) un tenedor de una o más obligaciones negociables a la fecha de registro pertinente o (ii) una persona designada mediante un instrumento escrito como apoderado de dicho tenedor de una o más obligaciones negociables.

El quórum requerido en cualquier asamblea ordinaria convocada para adoptar una resolución estará constituido por personas que tengan o representen la mayoría del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de una serie, y en cualquier asamblea celebrada en segunda convocatoria estará constituido por cualquier número de personas presentes en la segunda reunión. El quórum requerido en cualquier asamblea extraordinaria convocada para adoptar una resolución estará constituido por personas que tengan o representen como mínimo el 60% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de una serie y, en caso de celebrarse en segunda convocatoria, el quórum lo constituirán personas que tengan o representen como mínimo el 30% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación. En la primera o segunda reunión de una asamblea debidamente convocada y en la cual se hubiera constituido quórum, toda resolución para modificar o enmendar o para dispensar el cumplimiento de cualquier disposición de las obligaciones negociables de cualquier serie (salvo las disposiciones a las que se hace referencia en el cuarto párrafo precedente) será considerada y válidamente adoptada de ser aprobada por las personas con derecho a votar la mayoría del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación representadas y con derechos de voto en la asamblea. Todo instrumento entregado por o en representación de cualquier tenedor de una obligación negociable en relación con cualquier consentimiento de la mencionada modificación, enmienda o dispensa será irrevocable una vez otorgado y será concluyente y vinculante para todos los futuros tenedores de dicha obligación negociable. Toda modificación, enmienda o dispensa de los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie será concluyente y vinculante para todos los tenedores de obligaciones negociables de dicha serie, sea que hubieran dado o no su consentimiento al respecto o hubieran estado presentes o no en cualquier asamblea, y para todas las obligaciones negociables de dicha serie.

Designaremos o, en el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso para una serie respectiva, el Fiduciario designará, la fecha de registro para la determinación de los tenedores de obligaciones negociables de cualquier serie con derecho a votar en cualquier asamblea y notificaremos o, en el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso para una serie respectiva, el Fiduciario notificará, a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en la manera establecida en el presente. El tenedor de una Obligación Negociable podrá, en cualquier asamblea de tenedores de una serie de obligaciones negociables en la cual dicho tenedor tuviera derecho a votar, emitir un voto por cada dólar estadounidense del monto de capital de las obligaciones negociables en poder de dicho tenedor en el que dichas obligaciones negociables estuvieran denominadas. Con independencia de lo expresado precedentemente, en las asambleas de tenedores de más de una serie de obligaciones negociables, un tenedor de una obligación negociable que no especifique pagos de intereses regulares, incluyendo, sin limitación, Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original, tendrá derecho a un voto en cualquiera de dichas asambleas por cada dólar estadounidense del valor de rescate de dicha obligación negociable calculado a la fecha de dicha asamblea. Para obligaciones negociables denominadas en una o más Monedas Especificadas que no sea el dólar estadounidense, el equivalente en dólares de dichas obligaciones negociables se calculará a los tipos de cambio de la fecha de dicha asamblea o, en el caso de notificaciones o consentimientos escritos, en las fechas que designemos a tal efecto.

A los fines de las disposiciones precedentes, se considerará que cualquier obligación negociable autenticada y entregada se encuentra "en circulación" en cualquier fecha de determinación, salvo:

- las obligaciones negociables que, a dicha fecha, hubieran sido canceladas por nosotros, por la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o el Fiduciario, si lo hubiere, o entregadas a nosotros, a la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o al Fiduciario, si lo hubiere, para su cancelación;

- las obligaciones negociables que hubieran sido llamadas a rescate o respecto de las cuales se hubiera realizado una oferta de recompra de acuerdo con sus términos o que se hubieran tornado vencidas y pagaderas a su vencimiento o de otro modo y respecto de las cuales se hubiera depositado en nosotros, en la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o en el Fiduciario, si lo hubiere, una suma suficiente para pagar el capital, prima, intereses, Montos Adicionales u otros montos relacionados; o

- las obligaciones negociables en lugar o en reemplazo de las cuales se hubieran autenticado y entregado otras obligaciones negociables.

Teniendo en cuenta, sin embargo, que, para determinar si los tenedores del monto de capital requerido de obligaciones negociables en circulación de una serie se encuentran presentes en una asamblea de tenedores de obligaciones negociables de dicha serie a los fines del quórum o si han prestado su consentimiento o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, dispensa, modificación, reforma o complemento, no se computarán y no serán consideradas obligaciones negociables en circulación las obligaciones negociables de dicha serie en nuestro poder, directa o indirectamente, o en poder de cualquiera de nuestras Sociedades Vinculadas, inclusive cualquier Subsidiaria.

En el caso en que hubiéramos celebrado un Contrato de Fideicomiso, inmediatamente después del otorgamiento por nuestra parte y la del correspondiente Fiduciario de cualquier suplemento o modificación de dicho Contrato de Fideicomiso, cursaremos notificación al respecto a los tenedores de las obligaciones negociables y, de ser aplicable, a la CNV, describiendo en términos generales el contenido de dicho suplemento o modificación. Si no enviáramos dicha notificación a los tenedores de las obligaciones negociables dentro de los 15 días posteriores a la celebración de dicho suplemento o modificación, el correspondiente Fiduciario notificará a los tenedores, a costa nuestra. La falta de envío de dicha notificación por nuestra parte o la del Fiduciario, o cualquier vicio que pudiera existir en dicha notificación, no limitarán ni afectarán en forma alguna la validez de dicho suplemento o modificación.

En caso de que una serie de obligaciones negociables fuera admitida para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o si se listarán en cualquier otra bolsa de valores, dichas asambleas de tenedores y las convocatorias pertinentes también cumplirán con las normas aplicables de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha bolsa de valores, según fuera aplicable.

Ejecución por parte de los Tenedores de Obligaciones Negociables

Salvo lo dispuesto en el siguiente párrafo, ningún tenedor de una obligación negociable de una serie tendrá derecho alguno ni podrá valerse de ninguna disposición de tales obligaciones negociables, para iniciar un juicio, acción o procedimiento conforme al derecho consuetudinario anglosajón o a *equity*, en virtud o en relación con las obligaciones negociables de dicha serie, o para designar un síndico o administrador, o para cualquier otro recurso en virtud de dichos documentos, a menos que (i) dicho tenedor nos hubiera notificado, o hubiera notificado previamente al Fiduciario, si lo hubiera, por escrito un incumplimiento de las obligaciones negociables; (ii) los tenedores de no menos del 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie hubieran presentado una solicitud escrita al Fiduciario, si lo hubiera, para que inicie dicha acción, juicio o procedimiento en nombre propio como Fiduciario en virtud del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, habiendo ofrecido al Fiduciario la indemnización razonable que éste requiera por los costos, gastos y obligaciones a incurrir en tal sentido; y (iii) el Fiduciario, si lo hubiera, transcurridos 60 días de la recepción de tal notificación, solicitud y oferta de indemnización, no hubiera iniciado tal acción, juicio o procedimiento y no hubiera recibido ninguna directiva incompatible con tal solicitud escrita de acuerdo con el Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie.

Con independencia de cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si este hubiese sido celebrado, y de cualquier disposición de cualquier obligación negociable, el derecho de cualquier tenedor de obligaciones negociables a percibir el pago del capital y los intereses sobre dicha obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) en o con posterioridad a las respectivas fechas de vencimiento expresadas en dicha obligación negociable, o a entablar juicio, inclusive una acción ejecutiva individual según el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, para ejecutar cualquiera de dichos pagos en las respectivas fechas de vencimiento, no se verá limitado o afectado sin el consentimiento de dicho tenedor.

El titular beneficiario de obligaciones negociables representadas por una Obligación Negociable Global podrá obtener del depositario pertinente, ante su solicitud y sujeto a ciertas limitaciones establecidas en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si lo hubiere, un certificado representativo de su participación en la Obligación Negociable Global respectiva de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales. Este certificado permitirá al titular beneficiario iniciar acciones legales ante cualquier tribunal competente en Argentina, incluidas acciones ejecutivas, para obtener el pago de los montos vencidos en virtud de las obligaciones negociables.

Rescisión de Obligaciones

Salvo que se especifique de distinto modo en el Suplemento de Precio aplicable respecto de Obligaciones Negociables a Tasa Fija denominadas en dólares, podremos, a nuestra opción, elegir rescindir (1) todas sus obligaciones con respecto a las obligaciones negociables ("rescisión total"), excluyendo ciertas obligaciones, incluidas aquéllas respecto de cualquier fideicomiso creado a estos fines y obligaciones referentes a la transferencia y canje de las obligaciones negociables, el reemplazo de obligaciones negociables total o parcialmente destruidas, extraviadas o robadas, y el mantenimiento de oficinas de representación respecto de las obligaciones negociables o (2) rescindir nuestras obligaciones conforme a ciertos compromisos incluidos en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si lo hubiere, o en el correspondiente Suplemento de Precio, de manera que el incumplimiento de dichas obligaciones no constituya un supuesto de incumplimiento ("rescisión parcial"). A efectos de ejercer la rescisión total o parcial, debemos irrevocablemente depositar en el Fiduciario, si lo hubiere, o en quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, una suma de dinero u obligaciones del gobierno de los Estados Unidos, o una combinación de ambos, por los montos que sean suficientes para pagar el capital, prima, si hubiera, e intereses (y Montos Adicionales, si hubiera) respecto de las obligaciones negociables en ese momento en circulación en el Vencimiento Estipulado de las obligaciones negociables, y cumplir ciertas otras condiciones, incluyendo, entre otras, si así se acordase en el respectivo Contrato de Fideicomiso, o en el correspondiente Suplemento de Precio, la entrega al Fiduciario, si lo hubiera, o a quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, de una opinión de un asesor legal reconocido a nivel nacional en Estados Unidos (y, de así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, en Argentina) con experiencia en tales asuntos fiscales, a efectos de que el depósito y rescisión vinculada no ocasionen que los tenedores de las obligaciones negociables reconozcan ingresos, ganancias o pérdidas conforme a las leyes en materia impositiva de las jurisdicciones aplicables, así como otras cuestiones pertinentes.

Reintegro de Fondos; Prescripción

Los fondos depositados o pagados al Fiduciario, si lo hubiere, o a cualquier Agente de Pago, o a quien sea designado en el correspondiente Suplemento de Precio, para el pago del capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación o respecto de cualquier obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) y que no se hubieran destinado y permanecieran sin ser reclamados durante dos años después de la fecha en la que el capital o intereses u otros montos se hubieran tornado vencidos y pagaderos, salvo disposición en contrario conforme a la normativa obligatoria aplicable en materia de bienes que revierten al Estado o abandonados o no reclamados, se nos reintegrará por el Fiduciario, si lo hubiere, o por dicho Agente de Pago, o por quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, y el tenedor de dicha obligación negociable, salvo disposición en contrario conforme a la normativa obligatoria aplicable en materia de bienes que revierten al Estado o abandonados o no

reclamados, recurrirá a partir de ese momento exclusivamente a nosotros para cualquier pago que dicho tenedor tuviera derecho a cobrar, a partir de lo cual se extinguirá toda responsabilidad del Fiduciario o de cualquier Agente de Pago, en relación con dichas sumas de dinero.

Todos los reclamos que se nos hicieran por el pago de capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación con cualquier obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) prescribirán, salvo que se realicen dentro de los cinco años en el caso del capital y dos años en el caso de los intereses a contar desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente, o dentro del plazo menor establecido por la ley aplicable.

Notificaciones

Las notificaciones a los tenedores de obligaciones negociables se considerarán válidamente efectuadas (i) cuando sean enviadas a dichos tenedores por correo de primera clase (o, en el caso de tenedores conjuntos, cuando sean enviadas al primero que figure en el Registro) a sus respectivas direcciones según figuran en el Registro, y se considerarán válidamente entregadas el cuarto Día Hábil posterior a la fecha de envío por correo, y en el caso de notificaciones cursadas a tenedores de obligaciones negociables domiciliados en Argentina, al momento de su recepción, (ii) mientras dichas obligaciones negociables se encuentren listadas en el MAE, cuando se publiquen en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en el boletín del MAE y en un diario de amplia circulación en la Argentina, y (iii) mientras dichas obligaciones negociables sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, cuando se publiquen en un diario principal de amplia circulación en Luxemburgo (sin embargo, si no pudiera realizarse tal publicación, la notificación se considerará válidamente otorgada si se cursara de cualquier otra forma prevista por las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo). Se prevé que las notificaciones en Luxemburgo se publicarán en el *d´Wort* y las notificaciones en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires se publicarán en La Nación o El Cronista Comercial. Toda notificación se considerará efectuada en la fecha de su publicación o, de haberse publicado más de una vez o en diferentes fechas, en la última fecha en la que se requiera tal publicación y se lleve a cabo según lo requerido. En el caso de Obligaciones Negociables Globales, las notificaciones serán enviadas a DTC, Euroclear o Clearstream, según corresponda, o a sus representantes (o sucesores), como sus tenedores, y dicha caja o cajas de valores las comunicarán a sus participantes de acuerdo con sus procedimientos de práctica.

Asimismo, deberemos disponer toda otra publicación de notificaciones periódicamente requerida por las leyes argentinas aplicables. Ni la falta de notificación ni cualquier defecto en la notificación efectuada a un tenedor en particular de una obligación negociable afectará la suficiencia de las notificaciones realizadas respecto de otras obligaciones negociables.

Indemnización respecto de la Moneda de Sentencia

En caso de que la sentencia o fallo dictado por cualquier tribunal determinara el pago de un monto con respecto a cualquier obligación negociable en una moneda (la "moneda de sentencia") distinta de la moneda (la “moneda de denominación") en la que están denominadas dichas obligaciones negociables o en la que debe efectuarse el pago, indemnizaremos al tenedor correspondiente por cualquier diferencia resultante o emergente de cualquier variación en los tipos de cambio vigentes entre la fecha en la que teóricamente debe convertirse el monto en la moneda de denominación a la moneda de sentencia a los fines de cumplir con lo dispuesto por dicha sentencia o fallo y la fecha de su efectivo pago. Esta indemnización constituirá una obligación separada e independiente de las otras obligaciones contenidas en los términos y condiciones de las obligaciones negociables, otorgará el derecho a iniciar acción legal separada e independiente, se aplicará independientemente de cualquier moratoria concedida oportunamente y continuará en plena vigencia y efecto independientemente de cualquier sentencia o fallo para el pago de una o varias sumas de dinero determinadas en relación con montos adeudados respecto de la obligación negociable correspondiente o conforme a dicha sentencia o fallo.

Ley Aplicable, Sentencias, Jurisdicción, Traslado de Notificaciones, Renuncia de Inmunidad

En el Suplemento de Precio correspondiente a cada serie de obligaciones negociables se establecerá la ley aplicable a dichas obligaciones negociables. En este sentido, si así se estableciera en el Suplemento de Precio aplicable y en el Contrato de Fideicomiso de la serie respectiva, si lo hubiera, las obligaciones negociables se podrán regir y deberán ser interpretadas de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, teniendo en cuenta, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la debida autorización, celebración, emisión y entrega de las obligaciones negociables por parte nuestra, y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las obligaciones negociables califiquen como tales conforme a la ley argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables junto con la Ley General de Sociedades y sus modificatorias y otras leyes y normas argentinas aplicables.

La Ley Orgánica del Poder Judicial *(Judiciary Law)* del Estado de Nueva York establece que la sentencia o fallo de una acción fundada en una obligación denominada en una moneda que no fuera el dólar estadounidense será emitida en la moneda extranjera de la obligación subyacente y convertida a dólares al tipo de cambio vigente en la fecha en que se dicte la sentencia o fallo.

Según sea establecido en el Suplemento de Precio correspondiente, nos someteremos irrevocablemente a la competencia no exclusiva de cualquier tribunal de estado o federal con asiento en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluidos los juzgados de primera instancia en lo comercial y el Tribunal de Arbitraje del MAE, o el tribunal arbitral permanente que corresponda al mercado donde se listen las Obligaciones Negociables, según las disposiciones del Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y cualquier tribunal competente en el lugar en que tiene constituido su domicilio social a efectos de cualquier acción o procedimiento que surja o se relacione con el Contrato

de Fideicomiso, si lo hubiere, o las obligaciones negociables. Renunciaremos irrevocablemente, con el máximo alcance permitido por la ley, a interponer cualquier excepción con respecto a la determinación del fuero en que tramite cualquiera de tales acciones o procedimientos iniciados en tal tribunal, y a oponer como defensa la inconveniencia de fuero para tramitar tal procedimiento o acción. Hemos acordado asimismo que la sentencia en firme que dicte dicho tribunal en relación con dicha acción o procedimiento será definitiva y vinculante para nosotros y podrá ser ejecutada en cualquier tribunal a cuya jurisdicción estemos sujetos mediante un juicio sobre dicha sentencia; teniendo en cuenta, sin embargo, que el traslado de notificaciones que se nos hiciese se realizará en la forma especificada en el párrafo siguiente o conforme a cualquier otro procedimiento permitido por ley.

Si así se dispusiera en el Suplemento de Precio correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, mientras cualquier obligación negociable esté en circulación, mantendremos en todo momento un agente autorizado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, a quien podrá darse traslado de las notificaciones en relación con cualquier acción o procedimiento legal que surja o se relacione con las obligaciones negociables o el Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, si lo hubiere. El traslado de notificaciones ha dicho agente y el aviso escrito de dicho diligenciamiento enviado por correo o entregado a la parte demandada en tal acción o proceso, con el alcance de ley permitido, se considerará notificación válida a dicha parte a todo efecto en cualquier acción o procedimiento legal. De así determinarlo en el correspondiente Suplemento de Precio, Cogency Global Inc., podrá ser designado como nuestro agente de notificaciones en cualquier procedimiento entablado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York.

Fiduciario

Las obligaciones negociables de las distintas clases bajo el presente Programa podrán emitirse en el marco de un Contrato de Fideicomiso aplicable a dicha serie. Dicho Contrato de Fideicomiso contendrá disposiciones relativas a los deberes y responsabilidades del Fiduciario y a sus obligaciones para con los tenedores de las obligaciones negociables de la respectiva serie.

El Fiduciario designado según los términos y condiciones de la respectiva serie de obligaciones negociables podrá renunciar en cualquier momento y los tenedores de la mayoría del valor nominal total de dicha serie de obligaciones negociables podrán remover al Fiduciario en cualquier oportunidad. Si el Fiduciario hubiera adquirido o adquiriera un interés en conflicto según el significado de la Ley de Fideicomisos Estadounidense, deberá eliminar tal interés o renunciar de acuerdo con dicha Ley de Fideicomisos Estadounidense. Podremos remover al Fiduciario, si lo hubiera, si éste quedara inhabilitado para desempeñarse como Fiduciario en virtud de los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, si se tornara incompatible para actuar como Fiduciario, o fuera declarado en quiebra o concurso. Si el Fiduciario renunciara o fuera removido, se designará un Fiduciario sucesor de conformidad con los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie. Si fuera necesario, notificaremos a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie y a la CNV la renuncia, remoción o designación del Fiduciario.

Si celebrásemos un Contrato de Fideicomiso en relación con una serie de obligaciones negociables, nos obligaremos en dicho Contrato a indemnizar y defender y mantener indemne al Fiduciario por cualquier pérdida, responsabilidad o gasto documentado (incluidos los costos y gastos documentados razonables de sus asesores legales hasta el tope acordado entre las partes) emergentes o relacionados con la aceptación o administración de tal Contrato de Fideicomiso y con el cumplimiento de sus deberes en virtud del Contrato de Fideicomiso, inclusive, si correspondiera, como Coagente de Registro, Principal Agente de Pago y Agente de Transferencia, salvo cuando en dicha pérdida, responsabilidad o gasto medie su propia culpa grave o dolo.

Si celebrásemos el Contrato de Fideicomiso en relación con una serie de obligaciones negociables, este Contrato establecerá que el Fiduciario o cualquiera de sus sociedades vinculadas o agentes podrán convertirse en titulares o acreedores prendarios de títulos valores con los mismos derechos que tendrían si no revistieran el carácter de Fiduciario o agente del Fiduciario, y podrán de cualquier otra manera negociar con nosotros y percibir, cobrar, tener y retener cobranzas nuestras con los mismos derechos que tendrían si no fueran el Fiduciario o una sociedad vinculada o agente del Fiduciario. El Fiduciario, si lo hubiera, y sus sociedades vinculadas y agentes estarán facultados a operar comercialmente con nosotros o con cualquiera de nuestras sociedades vinculadas sin estar obligados a informar las ganancias resultantes de dichas operaciones.

Agentes de Pago; Agentes de Transferencia; Agentes de Registro

Podremos designar para cada serie de obligaciones negociables bajo el presente Programa Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia. Asimismo, podremos designar en cualquier momento Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia adicionales u otros en su reemplazo y rescindir su nombramiento; estableciéndose, no obstante, que (i) si así se dispusiera en el Contrato de Fideicomiso de una serie, mientras existan obligaciones negociables de cualquier serie en circulación, mantendremos un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad de Nueva York; (ii) si así se dispusiera en el Contrato de Fideicomiso de una serie, mientras las obligaciones negociables puedan ser negociadas en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo así lo requieran, por lo menos un Agente de Pago y agente de transferencia tendrá oficinas en Luxemburgo; y (iii) mientras lo exija la ley argentina o la CNV, mantendremos un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Cuando lo requiera el Contrato de Fideicomiso de la serie respectiva, deberá enviarse a los tenedores de las obligaciones negociables notificación inmediatamente de producida cualquier renuncia, revocación o nombramiento de cualquier Agente de Registro, Agente de Pago o Agente de Transferencia y de cualquier cambio de las oficinas a través de las cuales actúan, en la forma descripta bajo el título anterior "—Notificaciones" y a la CNV.

El Fiduciario, los Agentes de Pago, los Agentes de Transferencia, el Agente de Registro y Coagente de Registro no formularán declaración alguna respecto de este prospecto, cualquier Suplemento de Precio o las cuestiones incluidas en el presente o en dichos documentos.

Compensación y liquidación

De así disponerlo en el correspondiente Suplemento de Precio, se suscribirán acuerdos con DTC, Euroclear y/o Clearstream para facilitar la emisión inicial de Obligaciones Negociables Globales depositadas en DTC, o en su representación ("Obligaciones Negociables Globales en DTC"). Véase "De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables—Forma y Denominación". Las transferencias dentro de DTC, Euroclear y/o Clearstream se realizarán de acuerdo con las normas y procedimientos operativos habituales del sistema pertinente. Las transferencias en diferentes mercados entre inversores que tengan o vayan a tener Obligaciones Negociables Globales en DTC a través de DTC e inversores que tengan o vayan a tener Obligaciones Negociables Globales en DTC a través de Euroclear y/o Clearstream se efectuarán en DTC a través de los respectivos depositarios de Euroclear y/o Clearstream. Cada Obligación Negociable Global de la Regulación S y cada Obligación Negociable Global de Circulación Restringida depositada en DTC tendrá un número CUSIP o CINS diferente.

DTC

DTC ha informado lo siguiente: DTC es una sociedad fiduciaria de objeto limitado constituida según las leyes del Estado de Nueva York, una "entidad bancaria" según el significado de las Leyes de Bancos de Nueva York, miembro del Sistema de la Reserva Federal, una "sociedad de compensación" en los términos del Código de Comercio Uniforme de Nueva York y una "cámara de compensación" registrada de conformidad con las disposiciones del Artículo 17A de la Ley del Mercado de Valores Estadounidense. DTC fue creada para la tenencia de títulos valores de sus entidades participantes ("Participantes de DTC") y para facilitar la compensación y liquidación de operaciones con títulos valores entre Participantes de DTC mediante el ingreso electrónico de asientos en las cuentas de los Participantes de DTC, eliminando de esta forma la necesidad del traslado físico de títulos. Los Participantes de DTC incluyen agentes y operadores de bolsa, bancos, sociedades fiduciarias y cámaras de compensación, así como también otras organizaciones. Existen otras entidades que tienen acceso indirecto al sistema de DTC, tales como bancos, agentes y operadores de bolsa y sociedades fiduciarias que compensan a través de un Participante de DTC o mantienen una relación de custodia de títulos valores con un Participante de DTC, ya sea directa o indirectamente (los "Participantes de DTC Indirectos").

Según las normas, reglamentaciones y procedimientos que establecen y afectan a DTC y sus operaciones (las "Normas"), DTC debe realizar transferencias escriturales entre los Participantes de DTC en cuya representación actúa respecto de las obligaciones negociables y debe recibir y transferir las distribuciones de capital e intereses sobre las obligaciones negociables. Los Participantes de DTC y los Participantes de DTC Indirectos en los que los inversores tienen cuentas en relación con las obligaciones negociables, deben también realizar transferencias escriturales y recibir y transmitir dichos pagos en representación de sus respectivos inversores.

Dado que DTC sólo puede actuar en representación de los Participantes de DTC, quienes a su vez actúan en representación de los Participantes de DTC Indirectos y ciertos bancos, la capacidad de una persona que tiene una participación beneficiaria en una obligación negociable mantenida en DTC de transferir o prendar dicha participación en favor de personas o sociedades que no participan en el sistema de DTC, o de tomar acciones por otra vía, podría verse afectada por la falta de un título físico de dicha participación. Las leyes de algunos estados de los Estados Unidos requieren que ciertas personas realicen la entrega física de títulos valores definitivos. Por lo tanto, la capacidad de transferir participaciones beneficiarias en una obligación negociable mantenida en DTC a favor de dichas personas podría verse limitada.

DTC ha informado que tomará las medidas que le estuvieran permitidas a un tenedor de obligaciones negociables (incluyendo, sin limitación, la presentación de obligaciones negociables para su canje según se detalla en el presente) únicamente según instrucciones de uno o más participantes en cuyas cuentas en DTC estuvieran acreditadas las participaciones en las obligaciones negociables pertinentes, y sólo respecto del valor nominal total de las obligaciones negociables respecto del cual dicho o dichos participantes hubieran impartido dicha instrucción. No obstante, en ciertas circunstancias, DTC canjeará las Obligaciones Negociables Globales en DTC mantenidas en DTC por Obligaciones Negociables Cartulares, que distribuirá a sus participantes y que, si representaran participaciones en la Obligación Negociable Global de Circulación Restringida, portarán la leyenda que se establece en "Restricciones a la Transferencia". Véase "De la Oferta y la Negociación —Descripción de las Obligaciones Negociables — Obligaciones Negociables Cartulares".

Euroclear

Euroclear fue creada en 1968 para mantener títulos valores en nombre de sus participantes y compensar y liquidar operaciones entre participantes de Euroclear a través de la entrega escritural electrónica simultánea contra el pago, eliminando de esta forma la necesidad del movimiento físico de títulos y cualquier riesgo debido a la falta de transferencias simultáneas de títulos valores y efectivo. Actualmente la liquidación de operaciones puede realizarse en muchas monedas, incluido el dólar estadounidense y el yen japonés. Euroclear provee otros servicios, incluida toma o préstamo de títulos valores, e interactúa con los mercados locales de diversos países a través de operaciones de transferencias en diferentes mercados con DTC generalmente similares a las descriptas anteriormente.

Euroclear opera a través de Euroclear Bank S.A./N.V. (el "Operador de Euroclear") de conformidad con un contrato celebrado con Euroclear Clearance Systems, plc, una sociedad anónima del Reino Unido ("Euroclear"). Todas las operaciones son realizadas por el Operador de Euroclear, y todas las cuentas de compensación de títulos valores de Euroclear y las cuentas de efectivo de Euroclear son cuentas abiertas en el Operador de Euroclear, y no en Euroclear. El Operador de Euroclear establece la política de Euroclear en representación de los participantes de Euroclear. Los participantes de Euroclear ("Participantes de Euroclear") incluyen entidades bancarias (incluidos bancos centrales), operadores y agentes que actúan por cuenta propia o de terceros y otros intermediarios financieros profesionales y pueden incluir a los colocadores. El acceso indirecto a Euroclear también se encuentra disponible para otras sociedades que compensan a través de un participante de Euroclear, o que mantienen una relación de custodia con dicho participante ya sea en forma directa o indirecta. Euroclear es un participante indirecto de DTC.

El Operador de Euroclear es una entidad bancaria de Bélgica, y se encuentra regulado y controlado por la Asociación de Bancos de Bélgica y el Banco Nacional de Bélgica.

Los Términos y Condiciones que rigen el Uso del Sistema Euroclear (los "Términos y Condiciones de Euroclear") y los respectivos Procedimientos Operativos de Euroclear y la ley de Bélgica aplicable rigen las cuentas de compensación de títulos valores y las cuentas de efectivo en el Operador de Euroclear. Específicamente, estos términos y condiciones rigen:

- transferencias de títulos valores y efectivo dentro de Euroclear;
- retiros de títulos valores y efectivo de Euroclear; y
- recepción de pagos respecto de títulos valores en Euroclear.

Todos los títulos valores en Euroclear son mantenidos sobre una base fungible sin atribución de certificados específicos a cuentas de compensación de títulos valores específicas. El Operador de Euroclear actúa de conformidad con los términos y condiciones solamente en representación de los Participantes de Euroclear y no tiene registros ni relación alguna con las personas que mantienen títulos valores a través de los Participantes de Euroclear.

Las distribuciones respecto de obligaciones negociables cuya titularidad beneficiaria es ejercida a través de Euroclear se acreditarán en las cuentas en efectivo de los Participantes de Euroclear de acuerdo con los Términos y Condiciones de Euroclear, en la medida en que sean recibidas por el Operador de Euroclear y por Euroclear.

Clearstream Luxemburgo

Clearstream Banking, société anonyme ("Clearstream") fue constituida como sociedad de responsabilidad limitada según las leyes de Luxemburgo. Clearstream pertenece a Cedel International, société anonyme, y Deutsche Börse AG. Los accionistas de estas dos entidades son bancos, operadores de títulos valores y entidades financieras.

Clearstream mantiene títulos valores para sus clientes y facilita la compensación y liquidación de operaciones con títulos valores entre clientes de Clearstream a través de asientos escriturales electrónicos en las cuentas de los clientes de Clearstream, eliminando de esta forma la necesidad del movimiento físico de títulos. Clearstream provee a sus clientes, entre otros, servicios de custodia, administración, procesamiento y liquidación de títulos valores negociados internacionalmente, toma y préstamo de títulos valores y administración de garantías. Clearstream interactúa con mercados locales de diversos países. Clearstream ha establecido un puente electrónico con el Operador de Euroclear para facilitar la liquidación de operaciones entre Clearstream y Euroclear.

Como entidad bancaria registrada en Luxemburgo, Clearstream está sujeta a la Comisión de Supervisión del Sector Financiero de Luxemburgo. Los clientes de Clearstream (los "Participantes de Clearstream") son entidades financieras reconocidas en todo el mundo, incluidos otros operadores y agentes que actúan por cuenta propia o de terceros, bancos, sociedades fiduciarias y cámaras de compensación. En los Estados Unidos, los clientes de Clearstream comprenden exclusivamente operadores y agentes de títulos valores y bancos, y podrían incluir a los colocadores de las obligaciones negociables. El acceso indirecto a Clearstream también podría estar disponible para otras entidades que mantienen una relación de custodia con un cliente de Clearstream. Clearstream es un participante indirecto de DTC.

Las distribuciones con respecto a las obligaciones negociables cuya titularidad beneficiaria sea ejercida a través de Clearstream se acreditarán en las cuentas en efectivo de los Participantes de Clearstream de acuerdo con sus normas y procedimientos, en la medida que fueran recibidas por Clearstream.

Liquidación inicial en relación con las Obligaciones Negociables Globales en DTC

En oportunidad de la emisión de una Obligación Negociable Global en DTC, DTC o su custodio acreditarán, en su sistema interno, el respectivo monto de capital de las participaciones beneficiarias individuales representadas por dicha Obligación Negociable Global en DTC en las cuentas de las personas que tengan cuentas en DTC. En el caso de una obligación negociable vendida directamente por el Banco, estas cuentas inicialmente serán designadas por el respectivo colocador o el Banco, o en su representación. La titularidad de las participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global en DTC corresponderá a los Participantes de DTC, incluyendo Euroclear y Clearstream, o los Participantes de DTC Indirectos. La titularidad de las participaciones beneficiarias en Obligaciones Negociables Globales en DTC se reflejará en los registros mantenidos por DTC o su

representante (con respecto a las participaciones de Participantes de DTC) y en los registros de los Participantes de DTC (con respecto a las participaciones de Participantes de DTC Indirectos), y la transferencia de dicha titularidad se realizará solamente a través de tales registros.

Euroclear y Clearstream mantendrán posiciones generales en representación de sus participantes a través de cuentas de títulos valores de clientes de Euroclear y Clearstream en los libros de sus respectivos depositarios, que, a su vez, mantendrán estas posiciones en cuentas de títulos valores de clientes en nombre de dichos depositarios en los libros de DTC.

Los inversores que mantienen sus participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC a través de DTC acatarán las normas de liquidación aplicables a emisiones de bonos globales. Las tenencias se imputarán en las cuentas en custodia de títulos valores de inversores contra el pago de fondos de inmediata disponibilidad en la fecha de liquidación.

Los inversores que mantienen sus participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC a través de cuentas en Euroclear o Clearstream acatarán los procedimientos de liquidación aplicables a eurobonos nominativos convencionales. Las participaciones se acreditarán en las cuentas en custodia de títulos valores en la fecha de liquidación contra el pago de fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación en el mercado secundario en relación con Obligaciones Negociables Globales en DTC

Teniendo en cuenta que el comprador determina el lugar de entrega, es importante determinar, en el momento de la negociación, la ubicación tanto de la cuenta del comprador como del vendedor a efectos de asegurar que la liquidación pueda realizarse en la fecha valor elegida. Si bien DTC, Euroclear y Clearstream han prestado su conformidad a los siguientes procedimientos a fin de facilitar las transferencias de participaciones en una Obligación Negociable Global de la Regulación S y una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida entre participantes de DTC, Euroclear y Clearstream, estas sociedades no están obligadas a observar o mantener estos procedimientos, pudiendo interrumpirlos en cualquier momento. Ni el Banco ni el Fiduciario, ni el Agente de Registro, ni el Coagente de Registro, ni ningún Agente de Pago o Agente de Transferencia serán responsables por el cumplimiento por DTC, Euroclear o Clearstream o sus respectivos participantes o participantes indirectos de sus respectivas obligaciones en virtud de las normas y procedimientos que rigen sus operaciones.

Negociación entre Participantes de DTC

La liquidación de una operación en el mercado secundario entre Participantes de DTC se realizará utilizando los procedimientos aplicables a emisiones de bonos globales en fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación entre Participantes de Euroclear y/o Clearstream

La liquidación de una operación en el mercado secundario entre Participantes de Euroclear y/o Participantes de Clearstream se realizará utilizando los procedimientos aplicables a eurobonos convencionales en fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación entre vendedores en DTC y compradores en Euroclear o Clearstream

Cuando las participaciones deban ser transferidas de la cuenta de un Participante de DTC a la cuenta de un Participante de Euroclear o Participante de Clearstream, el comprador enviará instrucciones a Euroclear o Clearstream a través de un Participante de Euroclear o un Participante de Clearstream, según el caso, por lo menos un día hábil antes de la liquidación. El Operador de Euroclear o Clearstream darán instrucciones a su respectivo depositario para que reciba dicha participación contra su pago. El pago será efectuado por el depositario en la cuenta del Participante de DTC contra entrega de la participación en la respectiva Obligación Negociable Global en DTC. Una vez realizada la liquidación, la participación se acreditará en el respectivo sistema de compensación, y a través del sistema de compensación, de acuerdo con sus procedimientos habituales, en la cuenta del Participante de Euroclear o del Participante de Clearstream. La acreditación del título valor aparecerá al día siguiente (hora de Europa) y el débito de efectivo se estimará retroactivamente a la fecha valor (que sería el día anterior, si la liquidación tuvo lugar en Nueva York), y los intereses sobre la Obligación Negociable Global en DTC se devengarán desde dicha fecha. Si la liquidación no se completa en la fecha valor pretendida (es decir, la negociación fracasa), el débito de efectivo de Euroclear o Clearstream se estimará, en ese caso, a la fecha de liquidación efectiva.

Los Participantes de Euroclear y los Participantes de Clearstream tendrán que poner a disposición del respectivo sistema de compensación los fondos necesarios para procesar la liquidación de fondos de inmediata disponibilidad. La forma más directa de realizar esto es comprometer fondos para liquidación, ya sea de fondos líquidos disponibles o de líneas de crédito existentes, en la medida en que dichos Participantes lo harían respecto de cualquier liquidación con Euroclear o Clearstream. Bajo este enfoque, dichos Participantes podrán tener exposiciones crediticias en el Operador de Euroclear o Clearstream hasta la acreditación, de sus participaciones en la Obligación Negociable Global en DTC pertinente, en sus cuentas un día después.

Como procedimiento alternativo, si el Operador de Euroclear o Clearstream hubieran otorgado una línea de crédito a un Participante de Euroclear o un Participante de Clearstream, según el caso, dicho Participante podrá optar por no comprometer fondos y permitir la utilización de la línea de crédito para financiar la liquidación. Según este procedimiento, los Participantes de Euroclear o los Participantes de Clearstream que adquieran participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC incurrirían en cargos resultantes de descubierto por un día, asumiendo que el descubierto sea compensado cuando las participaciones en la Obligación

Negociable Global en DTC pertinente fueran acreditadas en sus cuentas. Sin embargo, los intereses respecto de la participación en la Obligación Negociable Global en DTC se devengarían desde la fecha valor. Por lo tanto, en muchos casos, los ingresos por inversiones acumulados durante ese período de un día podrían sustancialmente reducir o compensar el monto de los cargos por descubierto, aunque este resultado dependerá del costo de financiación de cada participante en particular.

Dado que la liquidación se realiza en horas hábiles en Nueva York, los Participantes de DTC pueden emplear sus procedimientos habituales para transferir bonos globales a los respectivos depositarios de Euroclear o Clearstream en beneficio de los Participantes de Euroclear o Participantes de Clearstream. El producido de la venta quedará a disposición del vendedor en DTC en la fecha de liquidación. De esta forma, para los Participantes de DTC, la liquidación de una operación de venta en diferentes mercados no diferirá de una operación entre dos Participantes de DTC.

Negociación entre vendedores en Euroclear o Clearstream y compradores en DTC

Debido a las diferencias horarias a su favor, los Participantes de Euroclear y los Participantes de Clearstream podrán utilizar sus procedimientos de práctica para operaciones en las que las participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC deben transferirse por el sistema de compensación pertinente, a través de su respectivo depositario, a un Participante de DTC por lo menos un día hábil antes de su liquidación. En estos casos, Euroclear o Clearstream impartirán instrucciones a su respectivo depositario para que entregue la participación en la Obligación Negociable Global en DTC pertinente en la cuenta del Participante de DTC contra su pago. El pago se reflejará en la cuenta del Participante de Euroclear o Participante de Clearstream al día siguiente, y la percepción de fondos en efectivo en la cuenta del participante de Euroclear o el Participante de Clearstream se estimaría retroactivamente a la fecha valor (que sería el día anterior, cuando la liquidación se realice en la Ciudad de Nueva York). En caso de que el Participante de Euroclear o el Participante de Clearstream tuvieran una línea de crédito en su sistema de compensación pertinente y eligieran efectuar el débito antes de recibir los fondos de la venta en su cuenta, la valuación retroactiva cancelará los cargos por descubierto incurridos por ese período de un día. Si la liquidación no se lleva a cabo en la fecha valor pretendida (es decir, la operación fracasa), la recepción de los fondos en efectivo en la cuenta del Participante de Euroclear o del Participante de Clearstream sería, en ese caso, estimada a la fecha de liquidación efectiva.

Por último, los operadores del día que operan con Euroclear o Clearstream para comprar participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC de los Participantes de DTC para su entrega a los Participantes de Euroclear o Participantes de Clearstream deben tener conocimiento de que estas operaciones fracasarán automáticamente para la parte vendedora a menos que tome una acción afirmativa. Para eliminar este problema potencial debe recurrirse a 3 técnicas por lo menos:

- préstamos a través de Euroclear o Clearstream por un día (hasta que la posición compradora de la operación del día aparezca reflejada en sus cuentas en Euroclear o Clearstream) de acuerdo con los procedimientos de práctica del sistema de compensación;
- préstamo de intereses en la Obligación Negociable Global en DTC en los Estados Unidos de un Participante de DTC a más tardar un día antes de la liquidación, lo que daría suficiente tiempo para que las obligaciones negociables aparezcan reflejadas en su cuenta en Euroclear o Clearstream a efectos de liquidar la posición vendedora de la negociación; o
- escalonamiento de la fecha valor para la posición compradora y vendedora de manera que la fecha valor para la compra del Participante de DTC opere por lo menos un día antes que la fecha valor para la venta al Participante de Euroclear o al Participante de Clearstream.

Liquidación inicial y negociación en el mercado secundario en relación con Obligaciones Negociables Globales depositadas en el Depositario Común

La liquidación inicial en Euroclear y Clearstream y la negociación en el mercado secundario entre Participantes de Euroclear y/o Participantes de Clearstream se realizará utilizando los procedimientos aplicables a eurobonos convencionales.

Restricciones a la transferencia

No hemos registrado y no registraremos las obligaciones negociables en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense u otras leyes de títulos valores estadounidenses aplicables, por lo que no podrán ser ofrecidas ni vendidas salvo en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta o en operaciones exentas o no sujetas al requisito de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. En consecuencia, las obligaciones negociables se ofrecen y venden solamente:

- en los Estados Unidos a compradores institucionales calificados (según se define en la Norma 144A) en base a la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense; y
- fuera de los Estados Unidos, a ciertas personas, que no sean personas estadounidenses, en operaciones offshore que cumplan los requisitos de la Norma 903 de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Declaraciones del comprador y restricciones de venta

Se considerará que cada comprador de obligaciones negociables (que no sea un colocador en relación con la emisión y venta inicial de obligaciones negociables) y cada titular de cualquier participación beneficiaria en dichas obligaciones negociables, mediante su aceptación o compra, ha declarado y convenido lo siguiente:

(1) Compra las obligaciones negociables en nombre propio o en nombre de terceros respecto de los que ejerce facultades discrecionales exclusivas en materia de inversión y que tanto el comprador como la persona para la que actúa es (a) un comprador institucional calificado y tiene conocimiento de que la venta se realiza en el marco de la Norma 144A, o (b) una persona no estadounidense que cumpla con la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

(2) Reconoce que las obligaciones negociables no han sido registradas según la Ley de Títulos Valores Estadounidense ni ante ninguna autoridad regulatoria de títulos valores de ninguna jurisdicción y no pueden ser ofrecidas ni vendidas en los Estados Unidos ni a personas estadounidenses, ni para la cuenta o en beneficio de personas estadounidenses, salvo lo que se expresa más adelante.

(3) Entiende y acuerda que las obligaciones negociables inicialmente ofrecidas en los Estados Unidos a compradores institucionales calificados estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales y que las obligaciones negociables ofrecidas fuera de los Estados Unidos en base a la Regulación S también estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales.

(4) No venderá ni de otra forma transferirá ninguna de dichas obligaciones negociables, salvo (a) a favor nuestro o de un colocador, o por intermedio o a través de un colocador o en una operación aprobada por un colocador, (b) dentro de los Estados Unidos a un comprador institucional calificado en una operación que cumpla los requisitos de la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (c) en cumplimiento de la Norma 903 o 904 de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (d) en virtud de la exención del requisito de registro establecido por la Norma 144A conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense (si estuviera disponible) o (e) en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta según la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

(5) Acuerda que dará a cada persona a la cual transfiera las obligaciones negociables aviso de las restricciones sobre transferencias de dichas obligaciones negociables.

(6) Reconoce que con anterioridad a cualquier transferencia propuesta de obligaciones negociables (que no sea en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta o respecto de obligaciones negociables vendidas o transferidas en virtud de la Regulación S y admitidas al régimen de negociación del mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo), podrá requerirse que el tenedor de dichas obligaciones negociables presente certificaciones con respecto a la forma de dicha transferencia según se establezca en el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o en el correspondiente Suplemento de Precio.

(7) Reconoce que el Fiduciario de las obligaciones negociables, si lo hubiera, no estará obligado a aceptar para su registro la transferencia de las obligaciones negociables que adquirió (salvo las obligaciones negociables vendidas o transferidas en virtud de la Regulación S y admitidas al régimen de negociación del mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo), salvo contra presentación de prueba satisfactoria que se nos haga dicho Fiduciario indicando que se han cumplido las restricciones establecidas en el presente.

(8) Reconoce que nosotros, los colocadores y otras personas se basarán en la veracidad y exactitud de las manifestaciones, declaraciones y acuerdos precedentes, y acuerda que si alguna de las manifestaciones, declaraciones y acuerdos que se consideran otorgados mediante su adquisición de las obligaciones negociables dejara de ser exacta, notificará inmediatamente a nosotros y a los colocadores. Si adquiere las obligaciones negociables en carácter de fiduciario o agente de una o más cuentas de inversión, declara que tiene facultades discrecionales exclusivas en materia de inversión respecto de cada una de dichas cuentas y tiene plenas facultades para otorgar las manifestaciones, declaraciones y acuerdos precedentes en representación de cada cuenta.

La siguiente es la leyenda sobre restricción de circulación que aparecerá en el anverso de las obligaciones negociables globales de la Norma 144A, y que será utilizada para notificar a los cesionarios las restricciones sobre transferencias descriptas precedentemente.

“Esta obligación negociable no ha sido registrada en virtud de la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos y modificatorias (la “Ley de Títulos Valores Estadounidense”), ni de otras leyes de títulos valores. Mediante la adquisición de esta obligación negociable, su tenedor acuerda en beneficio de YPF Energía Eléctrica S.A. (la “Compañía”) que la presente obligación negociable o cualquier derecho o participación en ella podrán ser ofrecidos, vendidos, prendados o de otra forma transferidos solamente (i) a nosotros o a los colocadores designados por nosotros con respecto a una serie en particular de obligaciones negociables (cada uno, un “colocador” y, en conjunto, los “colocadores”) o por intermedio de un colocador, o a través o en una operación aprobada por un colocador, (ii) mientras esta obligación negociable reúna los requisitos para su venta contemplados en la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense (“Norma 144A”), a una persona que según razonable entender del vendedor es un comprador institucional calificado (según se define en la Norma 144A) de acuerdo con la Norma 144A, (iii) en una operación offshore de acuerdo con la Norma 903 o 904 de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (iv) en virtud de una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense reconocidos por la Norma 144A conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense (si estuviera disponible), o (v) en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de

oferta conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense, y en cada uno de dichos casos de conformidad con las leyes de títulos valores aplicables de cualquier estado de Estados Unidos u otra jurisdicción aplicable. Mediante su adquisición, el tenedor de la presente declara y conviene en beneficio nuestro que notificará a cualquier comprador de esta obligación negociable las restricciones de venta a las que se hace referencia precedentemente.

La leyenda precedente podrá ser eliminada si se cumplen las condiciones especificadas en el contrato de fideicomiso al que se hace referencia en la presente obligación negociable".

La siguiente es la leyenda sobre restricción de circulación que aparecerá en el anverso de las obligaciones negociables globales de la Regulación S, y que será utilizada para notificar a los cesionarios las restricciones sobre transferencias descriptas precedentemente. Podrán obtenerse otras copias de este aviso del Fiduciario, si lo hubiera, o de quien se determine a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio.

"Esta obligación negociable no ha sido registrada en virtud de la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos, y modificatorias, (la "Ley de Títulos Valores Estadounidense"), ni de otras leyes de títulos valores. Mediante la adquisición de esta obligación negociable, su tenedor acuerda en nuestro beneficio que la presente o cualquier derecho o participación en ella no podrán ser ofrecidos, vendidos, prendados ni de otra forma transferidos si no se hubiera efectuado su registro, a menos que dicha operación estuviera exenta o no sujeta a este requisito.

La leyenda precedente podrá ser eliminada después de 40 días corridos contados desde, e incluyendo, (a) el día en que las obligaciones negociables sean ofrecidas a personas que no sean distribuidores (según se define en la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o (b) la fecha de emisión original de esta obligación negociable, la fecha que fuera posterior".

Para una mayor descripción de los requisitos (incluida la presentación de certificados de transferencia) contenidos en el presente para llevar a cabo canjes o transferencias de participaciones en obligaciones negociables globales y obligaciones negociables caratulares, véase "De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables — Forma y Denominación"

Plan de distribución

Podremos periódicamente ofrecer obligaciones negociables en el marco de este Programa directamente o a través de colocadores. Uno o varios colocadores podrán comprar obligaciones negociables en calidad de comitente nuestro periódicamente para su reventa a inversores y otros compradores a un precio de oferta fijo o a precios diferentes en relación con precios de mercado prevalecientes al momento de la venta según determine cualquier colocador. Si así lo acordamos con un colocador, el colocador también podrá emplear esfuerzos razonables en su representación para solicitar la presentación de ofertas de compra de las obligaciones negociables. Las comisiones con respecto a las obligaciones negociables que sean vendidas a través de un colocador como agente nuestro las convendremos con dicho colocador en el momento de la venta. Si uno o más colocadores participaran en la oferta y venta de obligaciones negociables, celebraremos un contrato de colocación o suscripción con dichos colocadores en el momento de acordar tal oferta y venta. Los términos y condiciones relacionados con la oferta de cualquier serie de obligaciones negociables en particular se detallarán en el respectivo Suplemento de Precio aplicable. La colocación y distribución de las obligaciones negociables a ser emitidas en el marco de este Programa será efectuada en la Argentina de acuerdo con las Normas de la CNV.

Un colocador podrá vender las obligaciones negociables que adquirió como comitente a ciertos otros colocadores, con un descuento equivalente a todo o parte del descuento recibido en relación con dicha compra. El colocador podrá conceder, y, a su vez, dichos otros colocadores podrán conceder, un descuento a ciertos colocadores adicionales. Luego de la oferta inicial de obligaciones negociables, el precio de oferta (en el caso de obligaciones negociables que serán nuevamente vendidas a un precio de oferta fijo), el descuento y la reasignación podrán modificarse.

Cualquier colocador y/o sus afiliadas podrán realizar transacciones derivadas y/o estructuradas con clientes, a pedido de éstos, relacionadas con las obligaciones negociables, y cualquier de dichos colocadores y/o sus afiliados podrán también adquirir alguna de las obligaciones negociables parar cubrirse de la exposición al riesgo fruto de dicha transacción. Adicionalmente, cualquier colocador y/o sus afiliados podrán adquirir las obligaciones negociables para una cuenta de su propiedad. Cualquiera de las adquisiciones antes mencionadas podrá tener efecto en la demanda y/o en el precio de las obligaciones negociables.

Antes de la oferta inicial de obligaciones negociables en el marco de este Programa, no había un mercado de negociación establecido para estas obligaciones negociables. Si bien podremos solicitar que las obligaciones negociables de una serie en particular sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y su ingreso al régimen de listado del MAE o cualquier otro mercado de valores, otras clases y/o series de nuestras obligaciones negociables podrán no ser listadas en ninguna bolsa de valores. Periódicamente, los colocadores podrán formar un mercado respecto de estas obligaciones negociables, aunque no están obligados a hacerlo y podrán interrumpir las actividades de formación de mercado en cualquier momento. Asimismo, esta actividad de formación de mercado estará sujeta a las restricciones impuestas en la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y, de corresponder, por la Ley de Títulos Valores Estadounidense y la Ley del Mercado de Valores Estadounidense, y podrá resultar limitada durante cualquier oferta de canje y la tramitación de cualquier solicitud anticipada de autorización de oferta en relación con los derechos de registro que podremos ofrecer a tenedores de una serie en particular de obligaciones negociables. En consecuencia, no podemos garantizar la liquidez de las obligaciones negociables o el desarrollo o continuidad de un mercado de negociación para las obligaciones negociables.

En relación con una oferta de obligaciones negociables adquiridas por uno o más colocadores como comitentes en base a un precio de oferta fijo, dichos colocadores podrán participar de operaciones de estabilización u otras similares para estabilizar el precio de las obligaciones negociables únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación pro interferencia de ofertas que aseguren prioridad precio tiempo, garantizados por el mercado y/o cámara compensadora en su caso. Estas operaciones pueden incluir ofertas o compras con el objeto de estabilizar, fijar o mantener el precio de las obligaciones negociables. Si el o los colocadores crean, según el caso, una posición en descubierto en las obligaciones negociables (es decir, si el o los colocadores venden obligaciones negociables por un valor nominal total mayor que el establecido en el Suplemento de Precio aplicable), dichos colocadores podrán reducir dicha posición en descubierto mediante la compra de obligaciones negociables en el mercado abierto. En general, la compra de obligaciones negociables con fines de estabilización o para reducir una posición en descubierto podría provocar el aumento del precio de las obligaciones negociables por sobre el que se fijaría en ausencia de tales compras. Todas estas actividades de estabilización podrán llevarse a cabo de acuerdo con el Artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de las CNV.

En relación con la emisión de obligaciones negociables en el marco de este Programa, según la Ley de Servicios y Mercados Financieros (*Financial Services and Markets Act)* de 2000 del Reino Unido (la "FSMA"), si fuera de aplicación por así determinarlo el Suplemento de Precio correspondiente, cualquier colocador especificado en el Suplemento de Precio aplicable como agente de estabilización (o cualquier colocador del agente de estabilización) podrá sobre asignar obligaciones negociables o efectuar operaciones tendientes a mantener el precio de mercado de las obligaciones negociables pertinentes por sobre el nivel que en otro caso podría prevalecer durante un período limitado. No obstante, podrá no existir esta obligación de parte del agente de estabilización (o de cualquier colocador del agente de estabilización). Cualquier acto de estabilización, de ser iniciado, podrá concluirse en cualquier momento, y después de un período limitado deberá darse por finalizado. Los actos de estabilización deben cumplir todas las leyes, reglamentaciones y normas aplicables.

No formulamos, ni ninguno de los colocadores formula, declaración o predicción alguna en cuanto a la dirección o alcance que puedan tener las operaciones descriptas precedentemente respecto del precio de las obligaciones negociables. Asimismo, no formulamos, ni los colocadores formulan, declaración alguna acerca de si los colocadores participarán de tales operaciones o si éstas, una vez iniciadas, no serán interrumpidas sin aviso.

El o los colocadores podrán tener una serie de obligaciones negociables a disposición para su distribución en internet a través de un sitio propio y/o un sistema de terceros operado por MarketAxess Corporation, un proveedor de tecnología de comunicaciones para servicios de internet. MarketAxess Corporation provee el sistema como un medio de comunicación entre los colocadores y sus clientes y no es parte de ninguna operación. MarketAxess Corporation, un operador, recibirá una remuneración de los colocadores en base a las operaciones que se realizan a través del sistema. Los colocadores pondrán dichas obligaciones negociables a disposición de sus clientes a través de distribuciones en internet, sea a través de un sistema propio o de terceros, en los mismos términos y condiciones que las distribuciones realizadas por otros canales.

Entregaremos las obligaciones negociables contra su pago en la fecha de cierre especificada en el Suplemento de Precio o aproximadamente en dicha fecha. Si se especificara en el Suplemento de Precio aplicable, dicha fecha con respecto a una serie en particular de obligaciones negociables podría operar después de los 3 días hábiles siguientes a la fecha de determinación del precio de dichas obligaciones negociables. Según la Norma 15c6-1 de la SEC conforme a la Ley del Mercado de Valores Estadounidense, las operaciones en el mercado secundario en general deben ser liquidadas en 3 días hábiles, a menos que las partes de la operación expresamente acuerden lo contrario. Por lo tanto, los compradores que tengan intención de negociar dichas obligaciones negociables en la fecha de determinación del precio o en los días hábiles siguientes podrán verse obligados, en virtud del hecho de que la liquidación de dichas obligaciones negociables inicialmente se hará después de los 3 días hábiles siguientes a dicha determinación del precio, a indicar un ciclo de liquidación alternativo en el momento de realizar tal operación para evitar que la liquidación fracase. Se recomienda a los compradores de dichas obligaciones negociables que se propongan negociar obligaciones negociables en la fecha de fijación del precio o el día hábil posterior que consulten con sus propios asesores.

Podremos acordar indemnizar a los colocadores por ciertas responsabilidades (incluidas, entre otras, las previstas según la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o contribuir con pagos que los colocadores pudieran estar obligados a realizar a causa de cualquiera de tales responsabilidades. También podremos acordar reembolsar a los colocadores algunos otros gastos.

Es posible que algunos de los colocadores nos hayan prestado directa o indirectamente servicios de asesoramiento financiero y/o de banca comercial o de inversión, por los cuales han recibido honorarios y comisiones de práctica, pudiendo prestarnos estos servicios tanto a nosotros como a nuestras sociedades vinculadas en el futuro.

Estados Unidos

Las Obligaciones Negociables no han sido registradas en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense y no podrán ser ofrecidas o vendidas en los Estados Unidos o a personas estadounidenses, o por cuenta o en beneficio de éstas (según se define en la Regulación S), salvo en ciertas operaciones exentas de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, o que no se encuentren sujetas a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

La oferta y venta de obligaciones negociables por uno o más colocadores se realizará únicamente (a) a entidades que, según el razonable entender de dichos colocadores, sean compradores institucionales calificados en base a la Norma 144A de la Ley de

Títulos Valores Estadounidense, y (b) a ciertas personas en operaciones offshore en base a la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense y de conformidad con la ley aplicable. Toda oferta o venta de obligaciones negociables en base a la Norma 144A será realizada por operadores bursátiles que estén registrados como tales en virtud de la Ley del Mercado de Valores Estadounidense.

Con respecto a obligaciones negociables ofrecidas a personas no estadounidenses en operaciones offshore en base a la Regulación S, cada colocador reconocerá y acordará que, salvo según lo permitido por el contrato de compra o colocación, no ofrecerá, venderá ni entregará obligaciones negociables (i) como parte de su distribución en cualquier momento ni (ii) de otra forma, hasta transcurridos 40 días de completarse la distribución (según certifique el colocador pertinente al Fiduciario, si lo hubiera) de la serie identificable de la que dichas obligaciones negociables sean parte, dentro de los Estados Unidos, o a personas estadounidenses, o por cuenta o en beneficio de dichas personas estadounidenses.

Asimismo, hasta el vencimiento del período de 40 días referido anteriormente, una oferta o venta de obligaciones negociables dentro de los Estados Unidos efectuada por un colocador que no participe en la oferta, podría violar los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Los términos utilizados en los cuatro párrafos anteriores tienen el significado que se les otorga en la Regulación S y la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Comunidad Económica Europea

En relación con cada Estado Miembro de la Comunidad Económica Europea que hubiera implementado la Directiva sobre Prospectos (cada uno de ellos, un "Estado Miembro Pertinente"), cada colocador declarará y convendrá que, con vigencia a partir de la fecha en que se implemente la Directiva sobre Prospectos en el Estado Miembro Pertinente (la "Fecha de Implementación Respectiva"), inclusive, no ha realizado ni realizará una oferta pública de las obligaciones negociables en dicho Estado Miembro Pertinente antes de la publicación de un prospecto en relación con las obligaciones negociables que hayan sido aprobadas por la autoridad competente en ese Estado Miembro Pertinente, o cuando corresponda, hayan sido aprobadas en cualquier otro Estado Miembro Pertinente y el hecho se haya notificado a la autoridad competente de dicho Estado Miembro Pertinente, todo ello de acuerdo con la Directiva sobre Prospectos, con la excepción de que, con vigencia a partir de la Fecha de Implementación Respectiva, inclusive, podrá realizarse una oferta pública de obligaciones negociables en tal Estado Miembro Pertinente en cualquier momento:

- a personas jurídicas que estuvieran autorizadas o sujetas a regulación para operar en los mercados financieros o, de no contar con tal autorización o regulación, cuyo único objeto social sea invertir en títulos valores; o
- a cualquier persona jurídica que cumpla por lo menos dos de los siguientes requisitos (1) un promedio de por lo menos 250 empleados durante el último ejercicio económico; (2) un balance total mínimo de euros 43.000.000 y (3) un volumen de ingresos neto anual mínimo de euros 50.000.000, según figure en sus últimos estados financieros anuales o consolidados; o
- en otras circunstancias que no requieran la publicación de un prospecto por parte de la emisora según el Artículo 3 de la Directiva sobre Prospectos.

A los efectos de la presente disposición, la expresión "oferta pública" de cualquiera de las obligaciones negociables en cualquier Estado Miembro Pertinente significa la comunicación, en cualquier forma y por cualquier medio, de información suficiente sobre los términos y condiciones de la oferta y las obligaciones negociables a ser ofrecidas que le permita a un inversor decidir su comprar o suscripción, según pudiera ser modificada en ese Estado Miembro Pertinente por cualquier medida que implemente la Directiva sobre Prospectos en dicho Estado Miembro Pertinente, y la expresión "Directiva sobre Prospectos" significa la Directiva 2003/71/CE e incluye cualquier medida que la implemente en cada Estado Miembro Pertinente.

Reino Unido

Cada colocador declarará, garantizará y acordará lo siguiente:

- únicamente ha comunicado o dispuesto se comunique y únicamente comunicará o dispondrá que se comunique una invitación o una recomendación para participar en actividades de inversión (según el significado del Artículo 21 de la FSMA que hubiera recibido en relación con la emisión o venta de las obligaciones negociables en circunstancias en las que no nos sea de aplicación el Artículo 21(1) de la FSMA; y
- ha cumplido y cumplirá con todas las disposiciones aplicables de la FSMA respecto de cualquier acto que hubiera realizado en relación con las obligaciones negociables en el Reino Unido desde ese país o que lo involucre.

Argentina

Esfuerzos de colocación

Salvo especificación en contrario incluida en el Suplemento de Precio correspondiente, las obligaciones negociables se colocarán mediante una oferta pública de acuerdo con la ley argentina. En Argentina, la oferta pública de valores negociables está regulada por la Ley de Mercado de Capitales y las normas de la CNV. Las obligaciones negociables han sido autorizadas para su oferta

pública únicamente en Argentina mediante Resolución del Directorio de la CNV Nº RESFC-2019-20192-APN-DIR#CNV, de fecha 17 de abril de 2019. En consecuencia, e independientemente de lo anterior o cualquier término en contrario incluido en el Suplemento de Precio correspondiente o en este prospecto, fuera de Argentina, las obligaciones negociables serán ofrecidas únicamente de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables conforme a exenciones de los requisitos de registro u oferta pública.

A los fines de la colocación de obligaciones negociables mediante una oferta pública de acuerdo con la ley argentina, salvo especificación en contrario del Suplemento de Precio aplicable, directamente o a través de colocadores, en Argentina o en el exterior, llevaremos a cabo cualquiera de los siguientes esfuerzos de colocación o cualquier combinación de los siguientes esfuerzos de colocación de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables: (i) distribución (en documentos impresos o electrónicamente) del Suplemento de Precio preliminar y definitivo relativo a las obligaciones negociables y un prospecto en español sustancialmente similar al prospecto en inglés; (ii) publicación de avisos en diarios de circulación general o medios especializados en Argentina; (iii) un *road show* internacional y argentino en el que se invitará a los potenciales inversores a participar; (iv) conferencias telefónicas grupales e individuales y reuniones con potenciales inversores tanto en Argentina como en el exterior; o (v) otros esfuerzos de colocación que nosotros y los colocadores podamos considerar convenientes para colocar las obligaciones negociables.

Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas directamente al público en Argentina por nosotros o a través de cualquier entidad autorizada por las leyes y regulaciones del país para ofrecer o vender títulos valores al público en Argentina.

Proceso de recepción de ofertas y proceso de adjudicación

Salvo que se especificara otra forma en el Suplemento de Precio aplicable, las obligaciones negociables serán colocadas y el precio de emisión y tasa de interés serán determinados a través de los mecanismos autorizados por las Normas de la CNV de: a) formación de libro o b) subasta o licitación pública.

En cualquier caso, el procedimiento de colocación asegurará la plena transparencia y quedará definido antes de proceder al inicio del mismo.

La colocación se llevará a cabo a través de sistemas informáticos presentados por los mercados autorizados por la CNV, previo cumplimiento de los requisitos dispuestos por la normativa aplicable a los mercados.

Cabe señalar que, el mecanismo de formación de libro podrá estar a cargo de agentes colocadores en el exterior cuando la colocación de las obligaciones negociables esté también prevista en otro u otros países, siempre que se trate de países con exigencias regulatorias que cumplan -a criterio de la CNV- con estándares internacionalmente reconocidos en la materia y aseguren el cumplimiento de las disposiciones de la normativa aplicable. En todos los casos, el agente colocador en el exterior deberá designar como su representante en el país a un agente de negociación y/o agente de liquidación y compensación registrado en la CNV, a los fines del ingreso de las manifestaciones de interés locales.

Asimismo, se manifiesta que el proceso de adjudicación se especificará en el Suplemento de Precio aplicable.

INFORMACIÓN DEL MERCADO

Mercados

Bolsas y Mercados Argentinos S.A.

El BYMA es el principal mercado argentino para la negociación de las acciones ordinarias. El Mercado de Valores de Buenos Aires S.A., implementó una reorganización en los términos del Artículo 77 de la Ley de Impuestos a las Ganancias, procediendo a la escisión parcial de su patrimonio para constituir una nueva entidad llamada Bolsas y Mercados Argentinos S.A., resultando ésta la continuadora de la actividad del Mercado de Valores de Buenos Aires S.A., con la particularidad que en la constitución de la nueva entidad se ha incorporado la Bolsa de Comercio de Buenos Aires como accionista.

El capital social de BYMA está representado por 76.250.000 acciones escriturales ordinarias con un valor nominal de Ps. 1 (con derecho a un voto por acción. Sus titulares pueden ser personas tanto físicas como jurídicas. Para ser Agente Miembro de BYMA no se requiere ser accionista de la Entidad pero se debe estar registrado ante la CNV. El BYMA se encuentra registrado como mercado bajo el N° 639 de la CNV. El BYMA ha sido autorizado por la CNV para delegar determinadas funciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Las transacciones en el BYMA se concretan tanto a viva voz desde las 11:00 hasta las 17:00 horas de los días hábiles, como mediante el SINAC. El SINAC es un sistema de negociación por computadora que permite realizar operaciones con títulos de deuda y acciones, y al cual pueden acceder los operadores o agentes bursátiles en forma directa desde sus puestos de trabajo en sus oficinas. Actualmente, la totalidad de las operaciones relacionadas con obligaciones negociables y títulos públicos que se listan pueden realizarse a través del sistema SINAC. A fin de controlar la volatilidad de los precios, el BYMA establece una interrupción de 15 minutos en las operaciones de un título cuando el precio del mismo registra una variación que oscila entre el 10% y el 15% y del 15% al 20%. Cualquier otra variación adicional del 5% en el precio de un título genera una suspensión adicional sucesiva de otros 10 minutos.

Los inversores en el mercado argentino de valores negociables son principalmente inversores particulares y sociedades. Los inversores institucionales, que son los responsables del porcentaje creciente de las operaciones, son principalmente las compañías de seguros y, los fondos comunes de inversión.

Según la última información a nuestra disposición, en el siguiente cuadro se detalla información acerca de los mercados de capitales de la Argentina.

	2019	2018	2017	2016	2015
Capitalización del mercado (en miles de millones de pesos)	2.409	10.786	6.877	4.512	3.292
Porcentaje sobre PBI	11%	74%	65%	56%	56%
Volumen (en miles de millones de pesos)	10,467	4,144	2.559,	1.330	750
Volumen promedio diario negociado (en millones de pesos)	32,080	16.577	13.509	5.949	4.823

El Mercado Argentino de Valores Negociables

El mercado de valores negociables en la Argentina está formado por 5 mercados registrados en la CNV ubicados en las ciudades de Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, Rosario y Santa Fe, constituidos bajo la forma de sociedades anónimas que se encuentran autorizados a organizar las operaciones con valores negociables que cuenten con oferta pública. Los valores negociables listados en estos mercados incluyen acciones societarias y bonos y títulos del gobierno

Según el artículo 38 de la Ley de Mercado de Capitales, los mercados sólo pueden permitir el listado y/o negociación de valores negociables y otros instrumentos financieros cuya oferta pública hubiese sido autorizada por la CNV y las que deban realizarse por orden judicial.

El BYMA es el mercado donde se concretan aproximadamente el 95% de todas las operaciones en acciones en la Argentina. Sin perjuicio de que las sociedades pueden listar la totalidad de su capital accionario en el BYMA y otros mercados registrados ante la CNV, los accionistas controlantes habitualmente retienen la mayoría del capital accionario de la sociedad, lo que resulta en la

efectiva negociación de sólo un porcentaje relativamente pequeño de las acciones de las sociedades en los mercados registrados ante la CNV.

Regulación del mercado argentino de valores negociables

El mercado argentino de valores negociables está regulado y controlado por la CNV, conforme a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales, que rige la regulación de los mercados como así también las operaciones de los agentes registrados en los mercados, las operaciones del mercado, la oferta pública de valores negociables, las cuestiones de gobierno corporativo relacionadas con las empresas listadas en los mercados y la negociación de futuros y opciones, entre otros aspectos. Los fondos de las compañías de seguro e inversiones argentinas están regulados por organismos gubernamentales independientes, mientras que las entidades financieras son principalmente reguladas por el Banco Central.

En la Argentina, los valores negociables que se listan y/o negocian en mercados registrados en la CNV deben, salvo instrucciones en contrario de sus accionistas, ser depositados agentes de depósito colectivo, que son las entidades registradas ante la CNV autorizadas para recibir depósitos colectivos de valores negociables y para actuar en la custodia de instrumentos y operaciones en los términos de la Ley 20.643 y sus modificaciones. La Caja de Valores S.A. es el principal agente de depósito colectivo de valores negociables de la Argentina y cuenta con instalaciones centrales de depósito y, asimismo, actúa como cámara de compensación en la negociación de valores negociables y como agente de transferencia y de pago en este tipo de operaciones.

Entre las disposiciones clave de la Ley de Mercado de Capitales se encuentran las siguientes: la definición de “valor negociable,” que rige el tratamiento de las obligaciones negociables; los requisitos de gobierno corporativo incluyendo las obligaciones de las sociedades que se listan públicamente en los mercados; crear comités de auditoría formados por 3 o más miembros del Directorio (la mayoría de los cuales debe ser independiente bajo las regulaciones de la CNV); regulaciones para operaciones de estabilización del mercado bajo ciertas circunstancias, regulaciones que rijan las operaciones de personas que manejen información privilegiada, la manipulación en el mercado y el fraude con valores negociables y regula las operaciones mediante las cuales una empresa sale del régimen de oferta pública y el derecho de voto, incluida la participación controlante en sociedades que se listan en los mercados. Adicionalmente, la Ley de Mercado de Capitales incluye cambios muy relevantes para la modernización y el diseño futuro del mercado de capitales, como la desnaturalización de las bolsas de valores, nuevos poderes reguladores y recursos para la CNV, un sistema de oferta pública obligatoria y otras disposiciones, como los nuevos requisitos para los corredores / distribuidores y otros agentes del mercado. Estas disposiciones fueron reguladas por la CNV mediante las Normas de la CNV.

Antes de ofrecer valores negociables al público en la Argentina, un emisor debe cumplir con ciertos requisitos establecidos por la CNV con respecto a sus activos, sus operaciones históricas y su administración. Solamente los valores negociables aprobados por la CNV para la oferta pública podrán ser listados y/o negociados en mercados registrados ante la CNV. Sin embargo, la aprobación de la CNV no implica ningún tipo de certificación sobre la calidad de los valores negociables o la solvencia del emisor, a pesar de que los emisores de valores negociables que listan sus valores negociables en los mercados deben presentar estados financieros trimestrales no auditados, estados financieros anuales auditados de acuerdo con las NIIF, y otros informes periódicos a la CNV y mercados en las cuales se listan sus valores negociables, como así también informar a la CNV y bolsas de valores pertinentes sobre cualquier hecho relacionado con el emisor y sus accionistas que pudiera afectar en forma sustancial la colocación de valores negociables o el curso de negociación de los valores negociables.

DIVIDENDOS

Todas las acciones clases A y B tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. No existen en nuestro estatuto, en el Acuerdo de Accionistas ni en la Ley General de Sociedades disposiciones que otorguen derecho a dividendos especiales futuros solamente a determinados accionistas.

Sin perjuicio de lo expuesto, cabe mencionar que en virtud del Acuerdo de Accionistas la Compañía retendrá los dividendos correspondientes a las Acciones de Clase B mientras se mantenga un incumplimiento de las obligaciones de pago emergentes del Acuerdo de Suscripción de Acciones de fecha 6 de febrero de 2018. En caso de incumplimiento, la Compañía asignará dichos dividendos retenidos para pagar los saldos impagos según corresponda.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría de votos de los accionistas votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del directorio. Por otra parte, conforme a lo previsto en la Ley General de Sociedades, el directorio tiene derecho a declarar dividendos que quedarán sujetos a la aprobación de la siguiente asamblea de accionistas.

Monto disponible para distribuir

De acuerdo con la legislación argentina, los dividendos sólo pueden ser pagados con ganancias realizadas y líquidas que resulten de un balance anual auditado y confeccionado de acuerdo con las normas contables vigentes en la Argentina y las Normas de la CNV, aprobado por la asamblea de accionistas. El directorio de una sociedad argentina que hace oferta pública de valores negociables puede declarar dividendos provisorios, en cuyo caso los miembros del directorio y de la comisión fiscalizadora serán ilimitada y solidariamente responsables del pago de ese dividendo si los resultados no asignados al cierre del ejercicio en que se hubiera declarado el dividendo no hubieran sido suficientes para permitir el pago de ese dividendo.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades y conforme a lo previsto en nuestro estatuto social, debemos efectuar una reserva legal no menor del 5% de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el estado de resultados del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social en circulación. La reserva legal no está disponible para su distribución a los accionistas.

Según lo previsto en nuestro estatuto social, de las ganancias líquidas y realizadas se destinarán:

- primero, el 5% como mínimo de las ganancias líquidas, más (menos) los ajustes del ejercicio anterior, al fondo de reserva legal hasta que la reserva alcance el 20% del capital suscripto;
- segundo, a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora; y
- tercero, a distribución de dividendos.

Nuestro estatuto social y el Acuerdo de Accionistas también disponen, sujeto a las limitaciones indicadas previamente, que la Sociedad maximizará la distribución de dividendos, teniendo en consideración los siguientes parámetros: (i) que dichos dividendos sean apropiados conforme la prudente política financiera de la Sociedad; y (ii) que la Sociedad mantenga fondos suficientes, o tenga proyectado contar con fondos suficientes durante el ejercicio en el cual se apruebe la distribución de dividendos, para llevar adelante los proyectos aprobados por el Directorio con anterioridad a la distribución de dividendos.

Nuestro directorio presenta sus estados financieros correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior, acompañados con los correspondientes informes de la comisión fiscalizadora y de los auditores, para la aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio se deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para la consideración de nuestros estados financieros anuales y la determinación de la asignación de los resultados correspondientes a ese ejercicio.

De acuerdo con las Normas de la CNV, los dividendos en efectivo deberán distribuirse a los accionistas dentro de los 30 días corridos de su aprobación por la asamblea que hubiera aprobado esos dividendos o bien, en el caso en que la asamblea delegara la facultad de distribuir dividendos al directorio, dentro de los 30 días de la reunión de directorio que hubiera aprobado esos dividendos. En el caso de pago de dividendos en acciones, o en acciones y en efectivo conjuntamente, las acciones y el efectivo, según el caso, deben ponerse a disposición de los accionistas dentro del plazo máximo de 3 meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos.

Según nuestro estatuto social, los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones tan pronto como sea posible y razonable, pero nunca luego de la finalización del ejercicio social en que fueron aprobados.

El actual Código Civil y Comercial de la Nación no prevé un plazo específico para el cobro de dividendos. Por aplicación del plazo genérico de prescripción, el derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los cinco años de la fecha en que hubieran sido puestos a disposición del accionista.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Descripción del capital social

A continuación, se da información sobre nuestro capital social, con breves resúmenes de algunas disposiciones de nuestros estatutos, de la Ley General de Sociedades y algunas leyes y reglamentos vinculados, vigentes a la fecha del presente. La siguiente descripción resumida de nuestro capital social no pretende ser completa, y debe leerse en su totalidad junto con nuestro estatuto social, la Ley General de Sociedades y las disposiciones de las demás leyes y reglamentos argentinos aplicables, entre ellas las Normas de la CNV.

El capital social de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020 es de Ps. 3.747.070.355 representado por: (i) 2.810.302.991 acciones ordinarias Clase A, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal Ps. 1 cada una; y (ii) 936.767.364 acciones ordinarias Clase B, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal Ps. 1 cada una.

Cada una de las acciones ordinarias Clase "A" y Clase "B" de la Sociedad confiere derecho a 1 voto por acción.

Las acciones de la Sociedad no se encuentran admitidas al régimen de oferta pública.

No existen compromisos de los accionistas o de terceros para aumentar el capital social de la Sociedad.

Evolución del capital social

Accionistas	Al 5 de julio de 2013	Al 26 de mayo de 2017	Al 12 de enero de 2018	Al 20 de marzo de 2018	A la fecha del Prospecto	Porcentajes
YPF	28.506.213	2.420.079.783	2.723.826.879	2.723.826.879	2.723.826.879	72,69218
OPESSA	1.500.327	86.476.112	86.476.112	86.476.112	86.476.112	2,30783
GE EFS	-	-	-	936.767.364	936.767.364	24,99999
Total	30.006.540	2.506.555.895	2.810.302.991	3.747.070.355	3.747.070.355	100,00000

Accionistas

YPF es titular de en 2.723.826.879 acciones ordinarias Clase A, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal $1 cada una, las cuales representan el 72,69% del capital social y de los votos de la Sociedad.

Operadora de Estaciones de Servicios S.A. es titular de 86.476.112 acciones ordinarias Clase A, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal $1 cada una, las cuales representan el 2,31% del capital social y de los votos de la Sociedad.

GE EFS es titular de 936.767.364 acciones ordinarias escriturales clase B, de valor nominal $1 (un Peso) por acción y con derecho a 1 voto cada una, las cuales representan en conjunto aproximadamente el 24,99% del capital social y de los votos de la Sociedad.

Acta Constitutiva y Estatuto

Constitución e inscripción

Durante la Asamblea General Extraordinaria de Pluspetrol Energy S.A. celebrada el día 5 de junio de 2013, sus accionistas YPF y Pluspetrol Resources Corporation B.V. aprobaron la reorganización societaria de Pluspetrol Energy S.A., mediante la escisión previsto en el Capítulo I, Sección XI de la Ley General de Sociedades. Desde entonces, se establecieron condiciones y se firmaron acuerdos que definieron tanto los mecanismos como la reorganización patrimonial de esta escisión.

Cumpliendo con el Acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF, el 1 de agosto de 2013 da comienzo a sus actividades YPF LUZ.

La Sociedad fue constituida el 5 de julio del año 2013 mediante escritura número 102, pasada al folio 223 del Registro Notarial 359, a cargo de la Escribana Andrea Veronica Temporetti (h) (mat. 4371), y el estatuto social de la Sociedad fue inscripto en la IGJ, bajo el número 16440 del libro 65 de sociedades por acciones, el 26 de agosto de 2013. Mediante Asamblea General Extraordinaria de fecha 30 de marzo de 2016, la Sociedad reformó el artículo Tercero del estatuto social. Dicha reforma fue inscripta en la IGJ bajo el número 10522 del Libro 79, tomo de sociedades por acciones, con fecha 13 de junio de 2016. Por su parte, a través de la Asamblea de Accionistas de fecha 12 de enero de 2018, se modificó la cláusula cuarta del estatuto social, la cual fue inscripta ante la IGJ bajo el número 14906 del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones con fecha 9 de agosto de 2018. Asimismo, por Asamblea de Accionistas de fecha 20 de marzo de 2018, en virtud de la cual se aprobó una reforma integral al estatuto social la que fue inscripta ante la IGJ bajo el número 14907, del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones con fecha 9 de agosto de 2018.

Objeto social

De acuerdo al artículo tercero de los Estatutos Sociales, la Sociedad tiene por objeto dedicarse por cuenta propia, de terceros o asociada a terceros a las siguientes actividades: el estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos; la industrialización, transporte y comercialización de dichos productos y sus derivados, incluyendo productos petroquímicos, químicos

y combustibles de origen no fósil, bioconsumibles y sus componentes; y la generación, trasporte, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de todas las fuentes primarias de producción, convencionales y renovables, y toda otra fuente que se desarrolle en el futuro. La Sociedad podrá otorgar fianzas, avales y toda clase de garantías reales o personales por obligaciones de terceros, incluso para el mantenimiento de ofertas o el cumplimiento de contratos, dejando constancia que tal extremo se limita a personas jurídicas Subsidiarias, sean estas participadas o participantes de la propia Sociedad. A tal fin, la Sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer todos aquellos actos que no sean prohibidos por las leyes o por su estatuto.

Estatuto Social

Durante la Asamblea General Extraordinaria de Pluspetrol Energy S.A. celebrada el día 5 de junio de 2013, sus accionistas YPF y Pluspetrol Resources Corporation B.V. dejaron sentado en Actas la voluntad de reorganización societaria del patrimonio de Pluspetrol Energy S.A., mediante el instituto de la escisión previsto en el Capítulo I, Sección XI de la Ley General de Sociedades. Desde entonces, se establecieron condiciones y se firmaron acuerdos que definieron tanto los mecanismos como la reorganización patrimonial de esta escisión.

Cumpliendo con el Acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF, el 1 de agosto de 2013 da comienzo a sus actividades YPF LUZ, sociedad creada por YPF

La Sociedad fue constituida el 5 de julio del año 2013 mediante escritura número 102, pasada al folio 223 del Registro Notarial 359, a cargo de la Escribana Andrea Veronica Temporetti (h) (mat. 4371), y el estatuto social de la Sociedad fue inscripto en la IGJ, bajo el número 16440 del libro 65 de sociedades por acciones, el 26 de agosto de 2013. Mediante Asamblea General Extraordinaria de fecha 30 de marzo de 2016, la Sociedad reformó el artículo Tercero del estatuto social. Dicha reforma fue inscripta en la IGJ bajo el número 10522 del Libro 79, tomo de sociedades por acciones, con fecha 13 de junio de 2016. Por su parte, a través de la Asamblea de Accionistas de fecha 12 de enero de 2018, se modificó la cláusula cuarta del estatuto social, la cual fue inscripta ante la IGJ bajo el número 14906 del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones con fecha 9 de agosto de 2018. Asimismo, por Asamblea de Accionistas de fecha 20 de marzo de 2018, se aprobó una reforma integral al estatuto social la que fue inscripta ante la IGJ bajo el número 14907, del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones con fecha 9 de agosto de 2018.

Duración

Conforme al artículo segundo de los Estatutos Sociales, la duración es de 99 años, contados a partir de la fecha de su inscripción en el Registro Público (es decir, hasta el 5 de julio del año 2112). El plazo de duración podrá ser prorrogado.

Tipo de acciones

De acuerdo al artículo quinto de los Estatutos Sociales, las acciones a emitirse en razón de los aumentos de capital de la Sociedad podrán ser escriturales, ordinarias o preferidas. Las acciones preferidas podrán emitirse con o sin derecho a voto y pueden a los términos de emisión, conferir un beneficio adicional en las utilidades.

Suscripción de Acciones

De acuerdo al artículo séptimo de los Estatutos Sociales, en caso de que la Sociedad aumente su capital social y emita nuevas Acciones, los accionistas tendrán derecho a participar en la suscripción de dicho aumento en la proporción de su participación en el capital social de la Sociedad, según corresponda. A tal fin los accionistas tendrán derecho a recibir Acciones de la misma clase, en la misma proporción, y con las mismas preferencias y privilegios que las Acciones que fuesen de su titularidad al tiempo de ejercer el derecho de suscripción preferente.

Restricciones a la transferencia de Participaciones Sociales

Los accionistas podrán transferir sus participaciones sociales conforme con lo previsto en los artículos octavo, noveno y décimo de los Estatutos Sociales.

Directorio

De acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo de los Estatutos Sociales de la Sociedad y en las normas legales vigentes, la dirección y administración de la Sociedad se encuentra a cargo de un Directorio compuesto por 8 directores titulares y hasta 8 directores suplentes, según lo establezca la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en cada oportunidad, en la cual también son elegidos los miembros del Directorio. El Directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Sociedad, sin otras limitaciones que las que resultan de la legislación vigente y de los Estatutos Sociales.

Los Directores pueden ser designados por 3 ejercicios, según lo decida la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, pudiendo ser reelegidos indefinidamente. Los Directores serán elegidos de la siguiente forma:

- los Accionistas Clase A tendrán derecho a designar 6 directores titulares y hasta 6 directores suplentes y los Accionistas Clase B tendrán derecho a designar 2 directores titulares y hasta 2 directores suplentes; y

- mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de designar al Presidente del Directorio, y mientras la Clase B de Accionista represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar al Vicepresidente del Directorio.

Asimismo los Directores designados por una Clase de acciones podrán ser removidos en cualquier momento por decisión de la Clase de acciones que lo haya elegido.

Los Directores suplentes sólo podrán reemplazar directores titulares que hayan sido elegidos por la misma Clase de acciones que haya elegido al director suplente en cuestión. En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa, incluyendo sin limitación muerte, renuncia, remoción, licencia y/o incapacidad sobreviniente de un Director Titular, esté será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de Directorio siguiente (sin que sea necesaria una resolución expresa del Directorio) por un Director Suplente o un nuevo director titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al director titular que se encuentre ausente o haya cesado en su cargo. En garantía del correcto cumplimiento de sus funciones, cada uno de los Directores titulares constituirá a favor de la Sociedad una garantía, cuyo monto determinará la Asamblea, por un valor no inferior a la suma que establezcan las normas y disposiciones legales vigentes, debiendo constituirse dicha garantía en las condiciones y en las formas previstas por el ordenamiento legal y reglamentario aplicable.

El Directorio sesiona con la mayoría absoluta de los miembros que lo componen, presentes o comunicados por conferencia telefónica o video conferencia o cualquier otro medio de comunicación que permita a los participantes escucharse mutuamente (conforme lo autoriza el artículo decimotercero de los Estatutos Sociales y el artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales), y toma resoluciones por mayoría de votos presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. Cuando las reuniones de Directorio se celebran con la participación de sus miembros a distancia, se deja constancia de sus nombres en el Acta respectiva, expidiéndose la Comisión Fiscalizadora respecto de la regularidad de las decisiones adoptadas. En caso de empate, el Presidente no tendrá voto de desempate, salvo el caso previsto en el artículo sexto de los Estatutos Sociales.

Comisión Fiscalizadora

De acuerdo a lo establecido en el artículo decimoquinto de los Estatutos Sociales y en las normas legales vigentes, la fiscalización de la Sociedad será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes. Los síndicos duran un año en sus funciones y podrán ser reelegidos indefinidamente.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora serán designados de la siguiente forma:

- la Clase A de Accionistas tendrá derecho a designar 2 miembros titulares y 2miembros suplentes y designará al Presidente de la Comisión Fiscalizadora; y

- la Clase B de Acciones tendrá derecho a designar 1 miembro titular y 1 miembro suplente y designará al Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

En caso de que las Clases A y B representen, cada una de ellas, el 50% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces

- la Clase A tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente;

- la Clase B tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente; y

- ambas clases en conjunto designarán en forma conjunta 1 síndico titular y 1 síndico suplente. En este último caso el Presidente y Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora serán designados anualmente y en forma alternada por la Clase A y la Clase B.

Asimismo, si la Clase A de accionista llegase a representar más del 87,5% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes, además del derecho a designar al Presidente y al Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa de un síndico titular, esté será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de la Comisión Fiscalizadora siguiente por un síndico suplente o un nuevo síndico titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al síndico titular que se encuentre ausente o haya cesado en su cargo.

La Comisión Fiscalizadora sesiona con la presencia y voto de al menos dos de sus miembros, haciendo constar sus resoluciones en un libro de actas. Si hubiera un miembro de la Comisión Fiscalizadora disidente podrá fundar su voto y tendrá los derechos, atribuciones y deberes del artículo 294 de la Ley 19.550 y sus modificatorias.

Asamblea de accionistas

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. La Sociedad deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio económico, el cual se produce el 31 de diciembre de cada año, para considerar los asuntos detallados en los dos primeros párrafos del artículo 234 de la Ley General de Sociedades.

Las asambleas de accionistas pueden ser convocadas simultáneamente en primera y segunda convocatoria, en la forma establecida en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades, sin perjuicio de lo dispuesto para la asamblea unánime. El quórum y el régimen de mayorías se rigen por los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades.

Asimismo, cabe resaltar que durante todo el período en que se prohíba, limite o restrinja la libre circulación de las personas en general como consecuencia del estado de emergencia sanitaria en virtud del Decreto N°297/2020, la Compañía podrá celebrar reuniones a distancia del órgano de gobierno, aunque ello no se encuentra previsto en el estatuto, siempre que se cumplan los recaudos mínimos establecidos en la Resolución General N°830/2020 de la CNV.

Dividendos

Los Estatutos Sociales de la Sociedad no dispone restricción alguna a la distribución de dividendos, sin perjuicio de ello se deberán considerar las restricciones del Acuerdo de Accionistas detalladas en el título "Dividendos".

Aumento de capital. Derechos de suscripción preferente y de acrecer

El capital social puede ser aumentado por decisión de la asamblea ordinaria de accionistas de la Sociedad hasta el quíntuplo de su monto, conforme al artículo 188 de la Ley General de Sociedades y cualquier aumento de capital mayor debe ser aprobado por la asamblea extraordinaria.

Conforme al estatuto y a la Ley General de Sociedades, en caso de resolverse un aumento de capital, los accionistas tienen (i) el derecho de suscripción preferente de nuevas acciones de la misma clase en proporción a sus tenencias; y (ii) el derecho de acrecer en proporción a las acciones que hayan suscripto en cada oportunidad, con respecto a las acciones no suscriptas por los otros accionistas en ejercicio del derecho de suscripción preferente. Los accionistas podrán ejercer su opción dentro de los 30 días posteriores a la última notificación a los accionistas para ejercer el derecho de preferencia, mediante avisos publicados en el Boletín Oficial de la Argentina y en uno de los diarios de mayor circulación general en toda la Argentina, sin embargo, dicho plazo podrá reducirse a un mínimo de 10 días si así lo resolviera una asamblea extraordinaria de accionistas.

Las acciones que no hubieran suscripto los accionistas en virtud de sus derechos de preferencia o derechos de acrecer podrán ser ofrecidas a terceros.

Reducción de capital

De acuerdo a la Ley General de Sociedades, la reducción voluntaria de capital debe ser aprobada por una asamblea extraordinaria de accionistas, con informe fundado de la comisión fiscalizadora y, salvo que dicha reducción se efectúe aplicando las utilidades netas o reservas libres, requiere la publicación de edictos y, en caso de existir acreedores que se opongan a la reducción y que no hayan sido desinteresados o debidamente garantizados, que haya transcurrido un plazo de 20 días a fin de que tales acreedores puedan obtener un embargo judicial. Conforme la Ley General de Sociedades la reducción de capital es obligatoria cuando las pérdidas insumen las reservas y el 50% del capital.

Rescate y recompra de acciones

El estatuto no contiene disposiciones sobre rescate de acciones, ni sobre un fondo de rescate de acciones, ni sobre responsabilidad por otras compras de acciones por parte de la Sociedad. No obstante, las acciones de la Sociedad pueden ser rescatadas de conformidad con lo dispuesto por el artículo 220 de la Ley General de Sociedades. Toda vez que las acciones de la Sociedad no se encuentran admitidas a la oferta pública, no resultan de aplicación las disposiciones establecidas al respecto por la Ley de Mercado de Capitales. Toda acción adquirida no cancelada no será computada en la determinación de un quórum o mayoría.

Liquidación

La liquidación de la Sociedad podrá ser efectuada por el Directorio o por los liquidadores designados por la Asamblea, bajo la vigilancia del órgano de fiscalización. Cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se repartirá entre los accionistas a prorrata de sus respectivas integraciones.

Acuerdo de Accionistas

El 20 de marzo 2018 la Sociedad y todos sus accionistas celebraron el Acuerdo de Accionistas que se encuentra vigente a la fecha del presente Prospecto. Adicionalmente, todos los accionistas actuales de la Sociedad son parte del Acuerdo de Accionistas.

Designación de directores

La dirección y administración de la Sociedad se encuentra a cargo de un directorio compuesto por 8 directores titulares y hasta 8 directores suplentes, según lo establezca la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en cada oportunidad en la cual sean elegidos los miembros del directorio. El directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Sociedad, sin otras limitaciones que las que resultan de la legislación vigente, los Estatutos Sociales y el Acuerdo de Accionistas.

El mandato de los directores es de 3 ejercicios, pudiendo ser reelegidos indefinidamente. Los directores serán elegidos de la siguiente forma:

- la Clase A de acciones tendrá derecho a designar 6 directores titulares y hasta 6 directores suplentes; y
- la Clase B de acciones tendrá derecho a designar 2 directores titulares y hasta 2 directores suplentes.

Asimismo, los directores designados por una Clase de acciones podrán ser removidos en cualquier momento por decisión de la Clase de acciones que lo hubiera elegido.

Los directores suplentes sólo podrán reemplazar directores titulares que hubieran sido elegidos por la misma Clase de acciones que hubiera elegido al director suplente en cuestión. En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa, incluyendo sin limitación muerte, renuncia, remoción, licencia y/o incapacidad sobreviniente de un director titular, esté será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de directorio siguiente (sin que sea necesaria una resolución expresa del directorio) por un director suplente o un nuevo director titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al director titular que se encuentre ausente o hubiera cesado en su cargo.

Presidente y Vicepresidente

Mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de designar al Presidente del directorio, y mientras la Clase B de Accionista represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar al Vicepresidente del directorio.

Reuniones de directorio

La convocatoria a las reuniones deberá ser realizada por el Presidente del directorio a la totalidad de los directores así como a los síndicos de la Sociedad indicando la agenda propuesta y el día, hora y lugar de la reunión, así como el orden del día a tratarse, mediante correo electrónico con una anticipación no menor a 7 días hábiles, para cuyo caso se computarán como día hábil el día en que se realiza la convocatoria y el día de la reunión de directorio, salvo acuerdo unánime de los directores.

Salvo acuerdo de la mayoría de los directores titulares, el directorio deberá reunirse en forma mensual en el lugar que el Presidente del directorio lo determine.

El Directorio sesiona con la mayoría absoluta de los miembros que lo componen, presentes o comunicados por conferencia telefónica o video conferencia o cualquier otro medio de comunicación que permita a los participantes escucharse mutuamente, y, sujeto a los términos y condiciones del Acuerdo de Accionistas, toma resoluciones por mayoría de votos presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. En caso de empate, el Presidente no tendrá voto de desempate, salvo el caso previsto en el artículo sexto de los Estatutos Sociales.

Comisión Fiscalizadora

La fiscalización de la Sociedad será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes. Los síndicos duran un año en sus funciones y podrán ser reelegidos indefinidamente.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora serán designados de la siguiente forma:

- la Clase A de Accionistas tendrá derecho a designar 2 miembros titulares y 2 miembros suplentes y designará al Presidente de la Comisión Fiscalizadora; y

- la Clase B de Acciones tendrá derecho a designar 1 miembro titular y 1 miembro suplente y designará al Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

En caso de que las Clases A y B representen, cada una de ellas, el 50% de las acciones ordinarias de la Sociedad, entonces

- la Clase A tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente;

- la Clase B tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente; y

- ambas clases en conjunto designarán en forma conjunta 1 síndico titular y 1 síndico suplente. En este último caso el Presidente y Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora serán designados anualmente y en forma alternada por la Clase A y la Clase B.

Asimismo, si la Clase A de acciones llegase a representar más del 87,5% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes, además del derecho a designar al Presidente y al Vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa de un síndico titular, esté será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de la Comisión Fiscalizadora siguiente por un síndico suplente o un nuevo síndico titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al síndico titular que se encuentre ausente o haya cesado en su cargo.

Funcionarios ejecutivos

Mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de proponer al Gerente General (CEO) y al Gerente de Operaciones (COO) de la Sociedad y de sus subsidiarias, debiendo la Clase B aprobar a quienes se desempeñarán en tales cargos entre los candidatos propuestos.

Mientras la Clase B de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de proponer al Gerente Financiero (CFO) y al Gerente de Compliance (CCO) de la Sociedad y de sus subsidiarias, debiendo la Clase A aprobar a quienes se desempeñarán en tales cargos entre los candidatos propuestos.

Las referidas aprobaciones no podrán ser irrazonablemente denegadas o demoradas.

Asambleas de accionistas

Las asambleas de accionistas pueden ser convocadas simultáneamente en primera y segunda convocatoria, en la forma establecida en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades, sin perjuicio de lo dispuesto para la asamblea unánime. La convocatoria deberá ser realizada dentro de los 15 días de requerida por cualquier accionista (salvo que otro plazo sea legalmente requerido, en cuyo caso la convocatoria deberá ser realizada en el menor tiempo posible). En caso de que la convocatoria no sea realizada dentro de los 3 días de requerida cualquier miembro de la Comisión Fiscalizadora podrá realizar la convocatoria.

Sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas, cualquier decisión adoptada en asamblea de accionistas, ordinaria o extraordinaria, requerirá el voto favorable de la mayoría de las acciones con derecho a voto de la Sociedad.

Adicionalmente, mientras cualquiera de las Clases de acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, determinadas decisiones fundamentales que podrían ser adoptadas por el directorio o por la asamblea de accionistas de la Sociedad requerirán el voto favorable de al menos 1 director elegido por dicha Clase –en caso de que la decisión fuera a ser adoptada por el directorio– o por dicha Clase –en caso de que la decisión fuera a ser adoptada por la asamblea–. El mismo derecho será aplicable, pero para un elenco más reducido de decisiones fundamentales que podrían ser adoptadas por el directorio o por la asamblea de la Sociedad, mientras cualquiera de las Clases de acciones represente al menos el 12,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad.

GE tiene, asimismo, un derecho personal a que determinadas decisiones que podrían ser decididas por el directorio de la Sociedad sean aprobadas por un director electo por la Clase de acciones a la que pertenezca GE siempre que GE sea titular, en forma directa o indirecta, de al menos un 12,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad.

Los derechos otorgados a la Clase en cuestión serán suspendidos en el supuesto de transferencia de participaciones sociales de la Sociedad a competidores de la Sociedad (tal como se los define en el Acuerdo de Accionistas).

Las Clases de acciones podrán celebrar asambleas especiales, las que podrán incluso ser autoconvocadas si reúnen el carácter de unánimes en los términos del artículo 237 de la Ley General de Sociedades. Cualquier decisión adoptada por una Clase de acciones requerirá el voto favorable de la mayoría de las acciones con derecho a voto de la Clase en cuestión.

Transferencia de acciones

Ninguno de los accionistas de la Sociedad podrá Transferir Participaciones Sociales, y los accionistas acuerdan que no podrán Transferirse Participaciones Sociales Indirectas, total o parcialmente, sin el consentimiento de los restantes accionistas durante el Período de Restricción.

Dichas restricciones incluyen al derecho de primera oferta y el derecho de venta conjunta. Los términos de dichas restricciones han sido incluidos en los artículos Noveno y Décimo del estatuto social.

Las restricciones aludidas no resultan de aplicación en ciertos supuestos (tal como la transferencia a Afiliadas).

Suministro preferencial

En tanto los términos aplicables al suministro en cuestión sean de mercado, sean en el mejor interés de la Sociedad y se cumplan las restantes condiciones previstas en el Acuerdo de Accionistas:

GE tendrá el derecho preferente de suministrar a la Sociedad equipamiento (y servicios de mantenimiento del mismo) fabricado o garantizado por GE;

YPF tendrá el derecho preferente de suministrar gas natural para las centrales de generación térmica de la Sociedad y sus subsidiarias; y

AESA tendrá el derecho preferente de proveer servicios EPC a la Sociedad y sus subsidiarias.

No competencia y oportunidades de negocios

Con excepción de limitadas excepciones, ninguno de los accionistas de la Sociedad podrá ser ni participar en cualquier competidor de la Sociedad o titular de activos que compitan con aquellos de la Sociedad.

Asimismo, sujeto a los términos específicos del Acuerdo de Accionistas, en caso de que cualquier accionista de la Sociedad tuviera la intención de desarrollar en Argentina una oportunidad de negocio vinculada a la generación o transmisión de energía deberá comunicarlo a los restantes accionistas a efectos de determinar si la oportunidad será desarrollada por la Sociedad.

Ley aplicable y jurisdicción

El Acuerdo de Accionistas se rige por las leyes del Estado de Nueva York, sin que resulten de aplicación los principios de reenvío que podrían resultar en la aplicación de cualquier otra ley.

En caso de disputas bajo el Acuerdo de Accionistas las mismas se deberán someter a un arbitraje bajo las reglas de la Cámara de Comercio Internacional ante un panel arbitral compuesto por 3 árbitros.

Tipos de cambio y regulaciones cambiarias

Tipos de cambio

A partir del 1 de abril de 1991 y hasta fines del año 2001, la Ley de Convertibilidad estableció un tipo de cambio fijo bajo el cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares a una relación de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional promulgó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561, o la "Ley de Emergencia Pública") mediante la cual se derogó formalmente el régimen de la Ley de Convertibilidad y se eliminó la paridad dólar estadounidense-peso. La Ley de Emergencia Pública, prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2017 por la Ley 27.200, otorga al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de establecer el tipo de cambio entre el peso y las demás divisas y de emitir regulaciones relacionadas con el mercado cambiario. Luego de un corto período durante el cual el gobierno argentino estableció un sistema provisorio de tipo de cambio dual conforme a la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas extranjeras, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas extranjeras por su propia cuenta, una práctica que realiza regularmente.

Mediante el Decreto N° 27/2018 con fecha 11 de enero de 2018, con el objetivo de brindar una mayor flexibilidad al sistema, favorecer la competencia, permitiendo el ingreso de nuevos operadores al mercado de cambios y reducir los costos que genera el sistema, se estableció el mercado libre de cambios ("MELI"), reemplazando la figura del Mercado Único y Libre de Cambios ("MULC"). A través del MELI se cursarán las operaciones de cambio que sean realizadas por las entidades financieras y las demás personas autorizadas por el BCRA para dedicarse de manera permanente o habitual al comercio de la compra y venta de monedas y billetes extranjeros, oro amonedado o en barra de buena entrega y cheques de viajero, giros, transferencias u operaciones análogas en moneda extranjera. Mediante el Decreto N° 609/2019 del 1 de septiembre de 2019 (el "Decreto 609"), el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de exportación de bienes y servicios debía ser repatriado a Argentina y convertido a pesos mediante liquidación en el mercado local de cambios a pesos de acuerdo con las condiciones y términos establecidos por el Banco Central. De acuerdo con las disposiciones del Decreto 609, el Banco Central a través de la Comunicación "A" 6770, y sus modificatorias, y compiladas y ordenadas en el Texto Ordenado de las Normas Sobre Exterior y Cambios dado a conocer a través de la Comunicación "A" 6844 y las reglamentaciones complementarias relacionadas con la obligación de repatriar y convertir el valor de cambio de la exportación de bienes y servicios (las "Normas Cambiarias"), definido en los casos en que el acceso al mercado de divisas para comprar divisas y metales preciosos, así como las transferencias al exterior, estará sujeto a la aprobación previa del Banco Central, teniendo en cuenta las diferentes situaciones de las personas físicas y entidades legales. Para más información, véase, "*Información adicional — Regulaciones cambiarias*" del presente Prospecto.

El 28 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 91/2019 ("Decreto 91"), el Poder Ejecutivo Nacional modificó el Artículo 1 del Decreto 609 (que estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de la exportación de bienes y servicios debe ser repatriado a Argentina y convertido de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por las Normas Cambiarias), extendiendo la obligación de repatriarse y liquidarse en el Mercado local de cambios por un período de tiempo indefinido.

Actualmente, y de conformidad con las Normas Cambiarias, solo los importadores y exportadores que cumplan los requisitos establecidos por las Normas Cambiarias pueden acceder al mercado local de cambios, mientras que las personas humanas pueden comprar hasta US$ 200 por mes en conjunto a entidades con licencia para realizar operaciones de divisas y el Banco Central pueden intervenir vendiendo o comprando dólares estadounidenses en el mercado local de cambios. Para más información, véase, "*Información adicional — Regulaciones cambiarias*" del presente Prospecto.

En el siguiente cuadro se establecen los tipos de cambio del dólar estadounidense anuales más altos, más bajos, promedio y al cierre de cada período, respecto a los períodos indicados; los mismos se encuentran expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, sobre la base de los tipos de cambio fijados por el Banco Central. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York (*Federal Reserve Bank of New York*) no informa un tipo de cambio comprador oficial para el peso argentino.

	Bajo	Alto	Promedio [1]	Cierre del período
	(pesos por US$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2011	3,97	4,30	4,15(	4,30
2012	4,30	4,92	4,58	4,92
2013	4,92	6,52	5,54	6,52
2014	6,54	8,56	8,23	8,55
2015	8,73	13,76	9,39	13,01
2016	13,07	16,04	14,78	15,85
2017	15,17	18,83	16,76	18,77
2018	18,42	40,90	28,09	37,81
2019	37,04	60,00	48,24	59,90
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
Mes				
Enero 2021	84,70	87,30	85,97	87,30
Febrero 2021	87,61	89,83	88,67	89,83
Marzo 2021[2]	90,09	91,92	90,98	91,92

Fuente: Tipo de cambio de referencia Comunicación "A" 3500 del Banco Central.

(1) Representa el promedio de los tipos de cambio al último día de cada mes durante el período.

(2) Representa el promedio de los tipos de cambio desde el 1° de marzo de 2021 hasta el 29 de marzo de 2021, inclusive.

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a montos en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Regulaciones cambiarias

En enero de 2002, con la sanción de la Ley N°25.261, 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 N°260/2002 el Poder Ejecutivo nacional estableció (i) el MULC por el cual debían cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras; y (ii) que las operaciones de cambio en divisas extranjeras debían ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado y sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que estableciera el Banco Central (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005 el Poder Ejecutivo nacional estableció que (a) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior de personas humanas o jurídicas pertenecientes al sector privado financiero y no financiero, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior, los saldos de corresponsalía de las entidades autorizadas a operar en cambios, en la medida en que no constituyan líneas financieras de crédito, y las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados; y (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el mercado local de cambios destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, excluyendo la inversión extranjera directa y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberán cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podrán ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de ingreso de los mismos al país; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados deberá acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) deberá constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado, por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, durante un plazo de 365 días

corridos, de acuerdo a las condiciones que se establezcan en la reglamentación (el "Depósito"); y (iv) el mencionado Depósito deberá ser constituido en dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía de operaciones de crédito de ningún tipo.

El 18 de diciembre de 2015, a través de la resolución N°3/2015 del ex Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de la Nación se redujo de 30% a 0% el Depósito y modificó el plazo mínimo de permanencia de 365 a 120 días corridos contados a partir del ingreso de los fondos al país (el "Plazo Mínimo de Permanencia"). El 5 de enero de 2017, mediante la Resolución N°1-E/2017 del ex Ministerio de Hacienda redujo el Plazo Mínimo de Permanencia a 0 días, eliminando en la práctica la necesidad de mantener fondos por cualquier plazo determinado para acceder al MULC.

El 20 de enero de 2018, a través de la Comunicación "A" 6436, el Banco Central eliminó todas las normas cambiarias que regulaban las operaciones de cambio en divisas extranjeras (a menos que por disposición expresa se indicara lo contrario), y las sustituyo por las siguientes normas: (i) cualquier individuo o entidad puede comerciar libremente a través del MELI; (ii) todas las transacciones de divisas extranjeras deben realizarse a través de una entidad financiera autorizada; (iii) se eliminaron las restricciones horarias para operar en el MELI; (iv) los sujetos alcanzados deberán cumplimentar el "Relevamiento de Activos y Pasivos Externos", incluso cuando no se haya producido un ingreso de fondos al MELI y/o no se prevea acceder en el futuro a dicho mercado por las operaciones que corresponde declarar; (v) se eliminó la obligación de liquidar divisas por cada operación de cambio, sin embargo, se mantiene vigente el registro de todas las operaciones cambiarias por parte de la entidad financiera interviniente; (vi) las entidades financieras deberán cumplir con las normas sobre prevención del lavado de activos, financiamiento del terrorismo y otras actividades ilícitas; y (vii) las operaciones de cambio serán realizadas al tipo de cambio que sea libremente pactado entre las partes.

Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó el Decreto N° 609/19, que establece que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el producto del valor de exportación de bienes y servicios debe ser repatriado a Argentina y convertido a pesos mediante liquidación en el mercado local de cambios de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por el Banco Central.

De acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 609, el Banco Central por medio de las Normas Cambiarias, definido en cuyo caso el acceso al mercado local de cambios para comprar divisas y metales preciosos, así como o para fines de transferencias de divisas al exterior, estarán sujetas a la aprobación previa del Banco Central, teniendo en cuenta la diferente situación de las personas físicas y jurídicas.

El 28 de diciembre de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional modificó el artículo 1 del Decreto N° 609 (que estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de la exportación de bienes y servicios debe repatriarse a Argentina y ser convertido a pesos mediante la liquidación en el mercado local de cambios a pesos de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por las Normas Cambiarias), extendiendo la obligación de repatriar y liquidar divisas a través del mercado local de cambios establecida mediante el Decreto N° 609 por un período de tiempo indefinido. Asimismo, el 30 de diciembre de 2019, el Banco Central mediante la Comunicación "A" 6856 extendió la vigencia de las normas cambiarias por un período indefinido.

A la fecha de este Prospecto, las restricciones para el acceso al mercado local de cambios (el "MLC") son las siguientes:

Obligación de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones de bienes.

Exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019

Los pagos en moneda extranjera por exportaciones de bienes por un monto igual a los montos facturados de acuerdo con las condiciones de venta de tales exportaciones de bienes deben ser repatriados y convertidos mediante la liquidación en el MLC dentro de un périodo específico de tiempo para distintos bienes y servicios en cuestión.

Independientemente de estos términos máximos, las Normas Cambiarias establecen que los pagos recibidos por exportaciones deben ser repatriados y liquidados en el MLC dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de cobro.

Mediante la Comunicación "A" 6882 del BCRA se resolvió que los exportadores que realizaron operaciones con contrapartes vinculadas (en las cuales el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino), podrá solicitar a sus respectivas entidades de seguimiento una extensión del plazo de ingreso hasta 120 días corridos. Esta extensión aplicará en los casos en que hayan registrado exportaciones superiores a US$50.000.000 y los bienes correspondan a las posiciones detalladas en dicha norma (principalmente relacionados con la industria de la carne).

Se consideran operaciones con vinculadas aquellas en las que participan un exportador y una contraparte que mantienen entre ellos, los tipos de relaciones descriptos en el punto 1.2.2. de las normas "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" del BCRA.

Los montos en moneda extranjera originados en cobros de siniestros por coberturas contratadas, 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 en el MLC de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

Transacciones de exportación ejecutadas antes del 2 de septiembre de 2019

Los cobros de exportaciones oficializadas con anterioridad al 2 de septiembre de 2019 que se encontrasen pendientes de cobro a esa fecha deberán ser ingresadas y liquidadas en el MLC dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior o en el país.

Los exportadores que hayan concretado permisos de embarque en ese periodo quedarán alcanzados por un seguimiento específico.

Pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior.

Las entidades financieras pueden dar acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes y otras compras de bienes en el exterior, en la medida en que se cumplan ciertas condiciones específicas. Además, las entidades financieras podrán adicionalmente acceder al MLC para hacer frente a sus obligaciones contraídas en el exterior en relación con garantías o vales otorgadas para la importación de bienes y para la cancelación de líneas de crédito con el exterior abiertas para financiar importaciones de bienes.

Las condiciones especificadas también resultarán aplicables a los pagos por importaciones de bienes y servicios conexos que puedan ser canalizados por el Sistema de Monedas Locales (SML) por cumplir los requisitos previstos en dicho sistema.

Requisitos adicionales para el pago de importaciones

Mediante la Comunicación "A" 7030 de fecha 28 de mayo de 2020, y sus modificatorias (la "Comunicación 7030"), se establecieron requisitos adicionales que las entidades deben cumplir para poder acceder al MLC sin contar con la conformidad previa del BCRA para el pago de importaciones de bienes y/o para la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes.

En este sentido, hasta el 30 de junio de 2021, inclusive, para acceder al MLC para la realización de pagos de importaciones de bienes (códigos de concepto B05, B06, B07, B10, B12 y B13) 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 siguientes situaciones:

(i) la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente dejando constancia que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del MLC a partir del 1° de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supera en más del equivalente a US$1.000.000 al monto que surge de considerar:

(a) el monto por el cual el importador tendría acceso al MLC al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que fueron oficializadas entre el 1° de enero de 2020 y el día previo al acceso al MLC;

(b) más el monto de los pagos cursados en el marco de los puntos (ii) a (vi), siguientes, no asociados a importaciones comprendidas en (a) precedente y (d) siguiente;

(c) menos el monto pendiente de regularizar por pagos de importaciones con registro aduanero pendiente realizados entre el 1° de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.

(d) más el monto de los pagos cursados por el MLC a partir del 6 de junio de 2020 que correspondan a importaciones de bienes ingresadas por solicitud particular o courier que se hayan embarcado a partir del 1° de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha

En el monto total de pagos de importaciones de bienes asociados a las importaciones del cliente deberán también computarse los pagos por cancelaciones de líneas de crédito y/o garantías comerciales que fueron realizados por las entidades en virtud de importaciones del cliente.

(ii) se trate de un pago diferido o a la vista de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1° de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha.

(iii) se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en (ii) precedente, en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o cuente con una garantía otorgada por las mismas.

(iv) se trate de un pago a ser realizado por el sector público, todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias, y/o por fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.

(v) se trate de un pago de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente a cursar por una persona jurídica que tenga a su cargo la provisión de medicamentos críticos a ingresar por solicitud particular por el beneficiario de dicha cobertura médica.

(vi) se trate de un pago de importaciones con registro aduanero pendiente destinado a la compra de kits para la detección del coronavirus COVID-19 u otros bienes cuyas posiciones arancelarias se encuentren comprendidas en el listado dado a conocer por el Decreto N°333/2020 y sus complementarios.

(vii) la entidad cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que, incluyendo el pago anticipado cuyo curso se está solicitando, no se supera el equivalente a US$ 3.000.000 del monto que surge al considerar los puntos (i)(a) a (i)(c), precedentes, y se trata de pagos para la importación de productos relacionados con la provisión de medicamentos u otros bienes relacionados con la atención médica y/o sanitaria de la población o insumos que sean necesarios para la elaboración local de los mismos.

A su vez, la Comunicación "A" 7193 estableció que los pedidos de conformidad previa deberán ser tramitados a través de una entidad autorizada a realizar operaciones cambiarias relacionadas con el comercio exterior a través del procedimiento dado a conocer mediante Comunicación "B" 12020" y que para los puntos (ii) y (iii), precedentes, en el caso de tratarse de pagos diferidos de importaciones oficializadas a partir del 1° de enero de 2020, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que la parte que se abona de tales importaciones no ha sido previamente computada a los efectos de realizar pagos en el marco del punto (i) precedente.

Adicionalmente, la Comunicación "A" 7193 dispuso que el monto por el cual los importadores pueden acceder al MLC en las condiciones previstas en (i) a (vii), precedentes, se incrementará por el equivalente al 50% de los montos que, a partir del 2 de octubre de 2020, el importador ingrese y liquide en el MLC en concepto de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones desde el exterior con un plazo mínimo de 180 días.

En el caso de operaciones liquidadas a partir del 4 de enero de 2021, también se admitirá el acceso al MLC por el restante 50% en la medida que la parte adicional corresponda a pagos anticipados de bienes de capital, debiendo la entidad contar con la documentación que le permita establecer que los bienes abonados corresponden a posiciones arancelarias clasificadas como BK (Bien de Capital) en la Nomenclatura Común del Mercosur (Decreto N°690/02 y complementarios).

De acuerdo con las modificaciones introducidas a la Comunicación "A" 7193 por la Comunicación "A" 7239 de fecha 18 de marzo de 2021, en el caso de operaciones liquidadas a partir del 19 de marzo de 2021, también se admitirá el acceso al MLC por el restante 50% en la medida que corresponda a pagos anticipados de bienes que califiquen como insumos para la producción de bienes exportables, debiendo la entidad contar con una declaración jurada del cliente respecto del tipo de bien involucrado y su calidad de insumo en la producción de bienes a exportar.

De acuerdo a lo establecido por la Comunicación "A" 7123, los montos por los cuales los importadores pueden acceder al MLC se incrementarán por el equivalente al 50% de los montos que, a partir del 2 de octubre de 2020, el importador ingrese y liquide en el MLC en concepto de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones desde el exterior con un plazo mínimo de 180 días.

Adicionalmente, a través de la Comunicación "A" 7138, el BCRA estableció que para dar acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente, la entidad interviniente deberá verificar que el importador cuente con la declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones ("SIMI") en estado "SALIDA" con relación a los bienes involucrados, en todos los casos en que dicha declaración sea requisito para el registro de la solicitud de destinación de importación para consumo. El mismo requisito resultará de aplicación para el acceso al MLC por parte de las entidades financieras locales para la cancelación de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 16 de octubre de 2020.

Respecto a los pagos anticipados de importaciones de bienes, a partir del 2 de noviembre de 2020 se considerará en situación de demora a los pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente concretados entre el 2 de septiembre de 2019 y el 31 de octubre de 2019 por las siguientes operaciones comprendidas en los puntos 10.4.1.2. a 10.4.1.4. del Texto Ordenado de las Normas sobre Exterior y Cambios que no se encuentren regularizados. Los importadores que registren ese tipo de operaciones en situación de demora no podrán realizar nuevos pagos anticipados de importaciones de bienes hasta tanto regularicen dicha situación.

Pago de importaciones de bienes suntuarios

A través de la Comunicación "A" 7201, el BCRA estableció restricciones adicionales para el acceso al MLC para el pago de importaciones de ciertos bienes (70 bienes en su mayoría considerados "suntuarios", tales como automóviles y motos de alta gama con valor FOB igual o superior a US$35.000; embarcaciones de uso recreativo con valor FOB igual o superior a US$5.000, aviones o helicópteros; bebidas con un valor FOB igual o superior a US$50 el litro; perlas, diamantes y otras piedras preciosas, entre otros productos) que sean embarcadas a partir del 7 de enero de 2021.

En este sentido, para acceder al MLC para la realización de pagos de importaciones y/o para cancelar de líneas comerciales del exterior aplicadas a partir del 7 de enero de 2021 para financiar importaciones de aquellos bienes que correspondan a las posiciones arancelarias comprendidas en los Anexos I y II de la Comunicación "A" 7201, deberá contarse con la conformidad previa del BCRA excepto cuando el acceso tenga lugar:

(i) una vez transcurridos 90 o 365 días corridos desde la fecha de registro de ingreso aduanero de los bienes comprendidos en el Anexo I de la Comunicación "A" 7201 o de los comprendidos en el Anexo II de la Comunicación "A" 7201, respectivamente;

(ii) la mercadería haya sido embarcada hasta el 6 de enero de 2021; o

(iii) se verifiquen las condiciones de exclusión previstas para la posición en cuestión.

En caso de cursar pagos por dichas posiciones antes del plazo enunciado, la entidad deberá archivar a disposición de la Superintendencia la documentación que le permitió considerar al pago exceptuado de los requisitos establecidos por la Comunicación "A" 7201.

Adicionalmente, la Comunicación "A" 7201, establece que las importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 7 de enero de 2021 que correspondan a las posiciones arancelarias comprendidas en los Anexos I y II de la Comunicación "A" 7201 y no verifiquen las condiciones de exclusión previstas para esa posición, solo podrán ser computadas a los efectos del cálculo establecido por la Comunicación "A" 7030 y complementarias, una vez transcurrido el plazo de 90 o 365 días corridos indicado en (i) precedente, según corresponda.

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios

Los cobros por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deberán ser ingresados y liquidados en el MLC 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.

De acuerdo a lo establecido por las Normas Cambiarias la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los cobros por la exportación de servicios alcanza a cualquier servicio prestado por parte de un residente a un no residente y comprende entre otros los fletes, servicios de pasajeros, otros servicios de transportes, turismo y viajes, servicios de construcción, seguros, servicios financieros, servicios de telecomunicaciones, información e informática, cargos por el uso de la propiedad intelectual, servicios de investigación y desarrollo, servicios de consultoría profesional y en administración, servicios técnicos relacionados con el comercio y otros servicios empresariales, servicios audiovisuales y conexos, servicios personales, culturales y recreativos (incluido los derechos y premios de los deportistas y/o entidades deportivas) y servicios del gobierno.

Aplicación de cobros de divisas por exportaciones de bienes y servicios para la cancelación de títulos de deuda y endeudamientos con el exterior

Se permitirá la aplicación de cobros de divisas por exportaciones de bienes y servicios a:

(i) pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuya vida promedio sea no inferior a un año;

(ii) pagos de nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país 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 MLC y cuya vida promedio sea no inferior a 1 (un) año considerando los vencimientos de capital e intereses;

(iii) pagos de nuevos endeudamientos o aportes de capital de inversión directa cuyos fondos hayan ingresado y liquidado en el MLC y hayan permitido alcanzar los parámetros previstos en el esquema de refinanciación previsto en el punto 7 de la Comunicación 7106;

(iv) pago de nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior emitidos a partir del 9 octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a dos años, cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el esquema de refinanciación postulado por el punto 7 de la Comunicación 7106;

(v) pago de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior concertadas a partir del 7 de enero de 2021 que se realicen en el marco de operaciones de canje de títulos de deuda o refinanciación de servicios de interés y/o amortización de capital de endeudamientos financieros con el exterior con vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2022 por operaciones cuyo vencimiento final sea posterior al 31 de marzo de 2021, en la medida que, considerando el conjunto de la operación, la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto de los vencimientos refinanciados; y

(vi) la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que se produzca con posterioridad a la fecha de finalización y puesta en ejecución de Proyectos de Inversión (conforme se define más adelante) y, como mínimo, un año después del ingreso del aporte de capital en el MLC; en la medida que se verifiquen las condiciones que se detallan a continuación:

(a) los fondos provenientes fueron utilizados para la financiación de proyecto de inversión (los "Proyectos de Inversión") que generen:

- aumento en la producción de bienes que, en su mayor parte, serán colocados en mercados externos y/o que permitirán sustituir importaciones de bienes. Esta condición se entenderá cumplida si se demuestra que al menos dos tercios del incremento en la producción de bienes como resultado del Proyecto de Inversión, tendrá como destino los mercados externos y/o la sustitución de importaciones en los tres años siguientes a la finalización del mismo, con un efecto positivo en el balance cambiario de bienes y servicios; y/o
- un aumento en la capacidad de transporte de exportaciones de bienes y servicios con la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.

(b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el MLC a partir del 2 octubre de 2020.

(c) se designe una entidad financiera local para que se encargue de:

- certificar al BCRA el cumplimiento de las condiciones para la elegibilidad del Proyecto de Inversión;
- efectuar el seguimiento de la ejecución del Proyecto de Inversión y su financiación;
- certificar el cumplimiento de las condiciones de elegibilidad de las operaciones a las cuales se aplicarán las divisas;
- efectuar el seguimiento de los permisos de embarques cuyos cobros se mantengan en el exterior acorde a lo previsto por la Comunicación 7123;
- efectuar el seguimiento de las garantías constituidas y de las cuentas especiales locales que se oportunamente se constituyan; y
- cumplimentar los requerimientos de información que establezca el BCRA respecto a estas operaciones.

Para ello, la entidad financiera designada, deberá remitir por nota dirigida a la Gerencia Principal de Exterior y Cambios, dentro de los 90 días posteriores al primer ingreso de fondos, certificando que el Proyecto de Inversión que se financiará cumplimenta las condiciones establecidas por la Comunicación "A" 7123. Dicha nota, además, deberá incluir una descripción del Proyecto de Inversión, el monto proyectado a invertir, y la composición del financiamiento, detallando si contempla el mantenimiento de cuentas de garantías e identificación de las mismas. A su vez, la entidad designada deberá solicitar los dictámenes profesionales que estime necesarios para asegurar la razonabilidad y genuinidad de la operación en los aspectos económicos, financieros y técnicos.

Adicionalmente, la Comunicación "A" 7196 estableció que se admitirá que los fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios sean acumulados en cuentas del exterior y/o el país a fin de garantizar la cancelación de los vencimientos de las operaciones de endeudamiento externo descriptas en (i) a (v) precedente, que hayan sido ingresadas y liquidadas por en el MLC a partir del 7 de enero de 2021

En tal sentido, el BCRA dispuso que esta opción estará disponible hasta alcanzar el 125% de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores, debiendo los fondos excedentes ser ingresados y liquidados en el MLC dentro de los plazos previstos en las normas generales en la materia. En el caso que la fecha hasta la cual los cobros deban permanecer depositados en virtud de lo requerido en el contrato de financiamiento fuese posterior al vencimiento del plazo para la liquidación de divisas, el exportador podrá solicitar que este plazo sea ampliado hasta el quinto día hábil posterior a dicha fecha.

Excepciones a la obligación de liquidar en el mercado local de cambios las divisas provenientes de la exportación de bienes y servicios, endeudamientos con el exterior y la venta de activos no financieros en el mercado local de cambios

No resultará exigible la liquidación en el mercado local de cambios de los fondos en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios, enajenación de activos no financieros no producidos, endeudamientos financieros con el exterior y emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

(i) los fondos ingresados sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales;

(ii) los fondos fueron repatriados dentro del plazo establecido por las Normas Cambiarias;

(iii) los fondos fueron aplicados a operaciones por las cuales la normativa vigente garantiza el acceso al mercado local de cambios, 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; y

(i) la utilización de este mecanismo fue neutra 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 debe 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.

Retiro de efectivo en el exterior con tarjetas de débito

Los retiros de efectivo en el exterior con tarjetas de débito locales podrán ser efectuados con débito en cuentas locales del cliente en moneda extranjera o en pesos.

Una extracción con débito en la cuenta en pesos será considerada una formación de activos externos por parte del residente computable a los efectos del límite de US$200 mensuales establecido por las Normas Cambiarias. A tales efectos, la entidad interviniente deberá realizar previamente la constatación en el sistema on line provisto por el BCRA y registrar la operación como una compra de billetes de moneda extranjera (código A09).

Las entidades financieras deberán ofrecer a sus clientes la posibilidad de seleccionar y modificar, en forma remota, la cuenta asociada a su tarjeta de débito sobre la cual se efectuarán los débitos, debiendo tomar por defecto como cuenta primaria en estos casos, la cuenta en moneda extranjera del cliente.

Las entidades financieras y otras emisoras de tarjetas locales de crédito y/o compra podrán otorgar como adelanto en efectivo a los tarjetahabientes en el exterior, un monto máximo de US$ 50 por operación. Dicho límite se incrementa a US$ 200 por operación por los retiros de efectivo que se realicen en países no limítrofes.

Pagos realizados en el exterior por entidades financieras y otros emisores locales de tarjetas de crédito

Las entidades financieras y empresas no financieras emisoras de tarjetas locales deberán contar con la conformidad previa del Banco Central para acceder al mercado local de cambios para realizar pagos al exterior por el uso de tarjetas de crédito, débito o prepagas emitidas en el país a partir del 1° de noviembre de 2019 inclusive, cuando tales pagos se originen, en forma directa o indirecta a través del uso de redes de pagos internacionales, en las siguientes operaciones:

- participación en juegos de azar y apuestas de distinto tipo;
- transferencia de fondos a cuentas de proveedores de servicios de pago;
- transferencia de fondos a cuentas de inversión abiertas en administradores de inversiones radicados en el exterior;
- realización de operaciones cambiaras en el exterior;
- la adquisición de criptoactivos en sus distintas modalidades; y
- adquisición de joyas, piedras preciosas y metales preciosos (oro, plata, platino, etc.).

A su vez, a través de la a Comunicación 7106, se estableció que los consumos en el exterior con tarjeta de débito con débito en cuentas locales en pesos y los montos en moneda extranjera adquiridos por las personas humanas en el MLC a partir del 1o de septiembre de 2020, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito, serán deducidos, a partir de octubre de 2020 del cupo de US$200 para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados.

En el caso de que los montos adquiridos fuesen superiores al máximo disponible para el mes siguiente o éste ya hubiese sido absorbido por otras compras registradas desde el 1o de septiembre de 2020, la deducción será trasladada a los máximos computables de los meses subsiguientes hasta completar el monto adquirido.

Independientemente de ello, y en la medida que se cumplan las condiciones previstas a tal efecto, la persona humana podrá continuar realizando consumos en el exterior con tarjeta de débito con débito en su cuenta en pesos y accediendo al MLC para la cancelación de financiaciones otorgadas por otros residentes.

Formación de activos externos o con transacciones de derivados

Las 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 requerirán la previa conformidad del Banco Central para formar activos externos y constituir todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de derivados, es decir, pago de primas, constitución de

garantías y cancelaciones que correspondan de operaciones de futuros, forwards, opciones y otros derivados, excepto 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. Lo dispuesto por el Banco Central no alcanza a las entidades autorizadas a operar en cambios, cuyas tenencias en moneda extranjera se rigen por las normas específicas aplicables.

Como excepción al requisito de obtención de la previa conformidad del Banco Central, se permite el acceso al mercado local 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 la obligación 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 su celebración.

El cliente que acceda al mercado local de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresa 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.

Adicionalmente, las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, forwards, opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país a partir del 14 de septiembre de 2019 deben efectuarse en moneda local por parte de las entidades autorizadas a operar en cambios.

Formación de activos externos para personas humanas residentes

Las personas humanas residentes para la constitución de activos externos, el envío de ayuda familiar y el otorgamiento de garantías vinculadas con la concertación de operaciones de derivados, deberán obtener la previa conformidad del Banco Central cuando el conjunto de los conceptos descriptos precedentemente supere el equivalente de US$ 200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios.

Cuando el monto operado por estos conceptos no supere el equivalente de US$ 100 mensuales en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios, dichas operaciones podrán hacerse en efectivo y, en caso de superarse dicho monto, deberán cursarse con débito a cuentas locales o del exterior, según corresponda.

La entidad interviniente deberá constatar en el sistema online implementado por el Banco Central, que la persona se encuentra habilitada para realizar la operación de cambio, por no haber alcanzado los límites previstos en el mes calendario o por no haberlos excedido en el mes calendario anterior y solicitar al cliente una declaración jurada en la cual conste que no es beneficiario de los "Créditos a Tasa Cero" acordados en el marco del artículo 9 del Decreto N°332/2020 y modificatorias.

A su vez, para la operatoria con derivados vinculada al pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de futuros, forwards, opciones y otros derivados y en la medida que dicha operatoria implique un pago en moneda extranjera, las personas humanas deberán obtener la conformidad previa del Banco Central.

El acceso al mercado local 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 su celebración. El cliente que acceda al mercado local de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios 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.

Adicionalmente, las personas que accedan a las financiaciones en pesos a MiPyME enumeradas en los puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7006 del Banco Central, deberán solicitar la conformidad previa del Banco Central para acceder al mercado local de cambios para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y derivados o vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a otras entidades depositarias. Al repecto, las entidades intervinientes deberán solicitar a los clientes que requieran acceder al mercado local de cambios la autorización citada o una declaración jurada en la cual conste que no son beneficiarios de financiaciones acordadas conforme a los puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7006 del Banco Central.

A fin de eliminar cualquier sospecha de incumplimiento normativo en lo que refiere a la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, a través de la Comunicación "A" 7072 de fecha 16 de julio de 2020 (la "Comunicación 7072"), el BCRA modificó las instrucciones operativas relativas a la funcionalidad de transferencias

inmediatas de fondos y estableció dentro de la política de "conozca a su cliente" que las entidades receptoras difieran la acreditación de fondos a las cuentas de destino nominadas en moneda extranjera a partir de una segunda transferencia recibida durante el mes calendario.

Para ello, la Comunicación 7072 estableció que las entidades podrán requerir al cliente receptor que justifique el motivo de la transferencia. En caso de no producirse la justificación del movimiento, la entidad receptora deberá proceder al rechazo de la transferencia. No obstante ello, las entidades receptoras podrán exceptuar aquellas cuentas que por su propia actividad puedan justificar la recurrencia de esta operatoria.

Acceso al mercado local de cambios para no residentes

Se requiere la conformidad previa del BCRA por parte de los no residentes para el acceso al mercado local de cambios para las compras de moneda extranjera independientemente del monto involucrado en la operación.

Se exceptúan del límite de compra de moneda extranjera en el mercado local de cambios a las operaciones concertadas por:

- 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 Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;
- a 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; y
- aquellas realizadas en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US$ 100 en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el Banco Central que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 días corridos anteriores.

A través de la Comunicación "A" 7052 de fecha 30 de junio de 2020, se exceptúo del requerimiento de conformidad previa del BCRA para la compra de moneda extranjera por parte de no residentes, a las transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas que perciben fondos en Argentina asociados a los beneficios otorgados por el Gobierno Nacional en el marco de las Leyes No24.043, No 24.411 y No 25.914 y concordantes.

Repatriaciones de inversiones directas de no residentes

No resultará de aplicación el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que (a) el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el MLC a partir del 2 de octubre de 2020; y (b) la repatriación tenga lugar como mínimo dos años después de su ingreso.

Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras

Las entidades financieras tendrán acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la financiación de operaciones de exportación o importación de residentes. También podrán acceder para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido precancelada por el deudor.

La entidad deberá contar con la validación de la declaración del "Relevamiento de activos y pasivos externos" de la entidad, en la medida que sea aplicable.

Precancelación de las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la precancelación de las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, cuando no correspondan a pagos por consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito.

Cancelación de servicios de capital con contraparte vinculada al deudor

Se establece hasta el 30 de junio de 2021, inclusive, el requisito de obtener la previa conformidad del BCRA para acceder al MLC para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

A los efectos de la definición de contraparte vinculada, resulta de aplicación el punto 6.6. “Operaciones con contrapartes vinculadas” de la Comunicación “A” 6844 y modificatorias que refiere al punto 1.2.2. de las normas de “Grandes exposiciones al riesgo de crédito”.

De acuerdo a lo establecido por la Comunicación 7123, no resultará de aplicación el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC vigente para la cancelación al vencimiento de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, en la medida que (a) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el MLC a partir del 2 octubre de 2020; y (b) dicho endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los dos años.

A su vez, a través de la Comunicación “A” 7193, se dejó sin efecto el límite de US$2.000.000 por mes calendario para los pagos de deudas pendientes al 31 de agosto de 2019 por importaciones de bienes con contrapartes vinculadas.

Cancelación en el exterior de servicios de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro en el exterior concertadas a partir del 5 de febrero de 2021

La Comunicación “A” 7218, estableció que para la cancelación en el exterior de servicios de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro en el exterior concertadas a partir del 5 de febrero de 2021 y que hayan sido parcialmente suscriptas en moneda extranjera en el país, las entidades podrán dar acceso al MLC a residentes para la cancelación de capital e intereses, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

(i) el deudor demuestre haber registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda en cuestión y/o que los fondos de la colocación de dichos títulos de deuda fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior;

(ii) la vida promedio de los títulos de deuda en cuestión no sea menor a los 5 años;

(iii) el primer pago de capital de los títulos de deuda en cuestión no se registre antes de los 3 años de la fecha de emisión;

(iv) la suscripción local de los títulos de deuda en cuestión no supere el 25% de la suscripción total de los mismos; y

(v) a la fecha de acceso al MLC la totalidad de los fondos provenientes de la emisión de los títulos en cuestión hayan sido liquidados en el MLC.

Refinanciación de endeudamientos financieros con el exterior y de emisiones locales de títulos de deuda denominadas en moneda extranjera

La Comunicación 7106, dispuso que quienes registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 por (i) endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor o por operaciones propias de las entidades; y (ii) 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 plan de refinanciación en base a los siguientes criterios:

(a) el monto neto por el cual se accederá al mercado local de cambios en los plazos originales no superará el 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 2 años.

En el caso de una 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 MLC. Mientras que en el caso de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país en moneda extranjera se admitirá también el cómputo de nuevas emisiones en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC.

La refinanciación obligatoria dispuesta por la Comunicación 7106 no será de aplicación cuando: (i) se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos; (ii) se trate de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos; (iii) el monto por el cual se accedería al MLC para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no superará el equivalente a US$1.000.000 por mes calendario.

Por su parte, la Comunicación “A” 7133, estableció los siguientes de recaudos aplicables a la precancelación de endeudamientos alcanzados por el proceso de refinanciación establecido por la Comunicación 7106:

(i) <u>Precancelación de deudas bajo procesos de refinanciación</u>

En los casos de precancelación de capital e intereses de deudas financieras con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera, en el marco de procesos de refinanciación de deuda que cumpla con los términos previstos en el punto 7 de la Comunicación 7106, se podrá dar acceso al MLC con una antelación de hasta 45 días corridos desde la fecha de vencimiento del capital e intereses, en la medida que se verifiquen la totalidad de las siguientes condiciones (a) el monto de intereses abonados no supera el monto de los intereses devengados por el endeudamiento

refinanciado hasta la fecha en que se cerró la refinanciación; y (b) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada.

(ii) *Precancelación en el marco de canje de títulos de deuda*

En los casos de precancelación de intereses de deudas financieras con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera, en el marco de canje de títulos de deuda, se podrá dar acceso al MLC con anterioridad a la fecha de vencimiento de dichos intereses, en la medida que se verifique la totalidad de las siguientes condiciones (a) el monto abonado antes del vencimiento corresponde a intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (b) la vida promedio de los nuevos títulos de deuda será mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y (c) el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

(iii) *Condiciones para el cumplimiento del proceso de refinanciación previsto en la Comunicación 7106*

Se considerará cumplimentado el esquema de refinanciación previsto en la Comunicación 7106 cuando el deudor acceda al MLC para cancelar capital por un monto superior al 40% del monto de capital que vencía, en la medida que el deudor registre liquidaciones en el MLC a partir del 9 de octubre de 2020 por un monto igual o superior al excedente sobre el 40%, en concepto de: (a) endeudamientos financieros con el exterior; (b) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior; y (c) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC.

A su vez, en los casos de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior emitidos a partir del 9 de octubre de 2020 que tengan una vida promedio no inferior a dos años y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el esquema de refinanciación postulado, se considerará cumplimentado el requisito de liquidación de moneda extranjera a los efectos del acceso al MLC para la cancelación de sus servicios de capital e intereses.

Por su parte, la Comunicación "A" 7196 dispuso que para las emisiones de títulos de deuda en moneda extranjera con registro público en el país o el exterior concertadas a partir del 7 de enero de 2021 para refinanciar deudas preexistentes se considerará, a los efectos del acceso al MLC para la cancelación de sus servicio de capital e intereses, cumplimentado el requisito de liquidación en moneda extranjera por el equivalente al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 1 de enero de 2023, un monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

El 25 de febrero de 2021, a través de la Comunicación "A" 7230 (la "Comunicación 7230") el BCRA: (i) extendió la obligación refinanciar y presentar planes de refinanciación para acceder al mercado de cambios para pagar capital de deuda financiera en moneda extranjera establecida por la Comunicación 7106 a aquellos vencimientos de capital programados entre el 1° de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021; y (ii) flexibilizó los requisitos establecidos por la Comunicación 7106 que deberán ser tenidos en cuenta para realizar dichas refinanciaciones.

En este sentido, la Comunicación 7230 estableció que lo planes de refinanciación deberán ser presentados ante el BCRA antes del 15 de marzo de 2021 para los vencimientos de capital programados entre el 1° de abril de 2021 y el 15 de abril 2021 y para los restantes casos deberá presentarse como mínimo 30 días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse.

A su vez, la Comunicación 7230, estableció las siguientes flexibilizaciones:

(i) elevó de US$1.000.000 a US$2.000.000 los vencimientos mensuales que deben ser reprogramados;

(ii) no estarán alcanzados los vencimientos de endeudamientos originados a partir del 1° de enero de 2020, cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios; y

(iii) liberó de la obligación de refinanciar a las empresas que a lo largo de 2020 hayan reestructurado sus deudas de conformidad con lo establecido por la Comunicación 7106 y que este año enfrenten vencimientos de dichas reprogramaciones.

Precancelación de deuda financiera con el exterior

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso local de cambios para la precancelación de deudas financieras con el exterior con más de 3 días hábiles de anticipación al vencimiento de servicios de capital e intereses.

La conformidad previa del BCRA no será necesaria para acceder al MLC para la precancelación con más de 3 días hábiles antes al vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior en la medida que se verifiquen la totalidad de las siguientes condiciones:

(i) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado a partir de la fecha;

(ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;

(iii) 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; y

(iv) 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.

Adicionalmente, se requerirá que la operación se encuentre declarada en la última presentación vencida del relevamiento de activos y pasivos externos.

Será posible acceder al MLC para pagos anticipados de deuda financiera si se realiza una nueva emisión de valores, para refinanciar deudas a las que se les ha otorgado acceso al MLC si dicha emisión de valores conduce a un aumento de la vida media de la deuda financiera prepaga.

Cancelación de deuda y obligaciones en moneda extranjera entre residentes

Se encuentra prohibido el acceso al mercado local de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera de residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019, excepto por:

(i) las obligaciones entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicas al 30 de agosto de 2019;

(ii) financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito;

(iii) las nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el (ii) precedente y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones;

(iv) las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, 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 local de cambios.

Otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica

Las entidades podrán dar acceso al mercado local de cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior o de títulos de deuda locales con acceso al mercado local de cambios en función de lo dispuesto por las Normas Cambiarias, para la compra de moneda extranjera con anterioridad a los plazos admitidos por las Normas Cambiarias, en las siguientes condiciones:

(i) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del residente abiertas en entidades financieras locales;

(ii) el acceso al mercado local de cambios se realice con una anterioridad que no supere en más de 5 días hábiles el plazo admitido en cada caso;

(iii) el acceso al mercado local de cambios se realice por un monto diario que no supere el 20% del monto de la deuda en moneda extranjera que se pretende cancelar;

(iv) la entidad financiera interviniente haya verificado que la deuda en moneda extranjera, cuyo servicio se pretende cancelar, cumpla con los requisitos para acceder al mercado local de cambios establecidos por las Normas Cambiarias.

A su vez, las entidades financieras también podrán dar acceso al mercado local de cambios a los residentes con endeudamientos financieros con el exterior o a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para comprar moneda extranjera para la constitución de las garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento en las siguientes condiciones:

(i) 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 de endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados, que normativamente tengan acceso al mercado local 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.

(ii) 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 endeudamientos contraídos con anterioridad al 31 de agosto de 2019.

(iii) las garantías acumuladas en moneda extranjera, que pueden ser utilizadas para el pago de servicios, no superen el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios;

(iv) el monto diario de acceso no supere el 20% del monto previsto en el punto (iii) anterior; y

(v) la entidad interviniente haya verificado la documentación del endeudamiento externo del deudor y cuenta con los elementos que le permita avalar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en estas disposiciones.

Los fondos en moneda extranjera adquiridos y que no se utilizasen para la cancelación del servicio de deuda en cuestión, deberán ser liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento de dicha deuda.

Giro de utilidades y dividendos

Las Normas Cambiarias establecen que los residentes accedan al mercado local de cambios para cambiar moneda extranjera y transferirla al exterior para realizar pagos de ganancias y dividendos a accionistas no residentes, sin la aprobación previa del Banco Central en la medida en 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 debe superar el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad financiera deberá recibir 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 esta.
- El monto total de las transferencias de utilidades y dividendos para los cuales el residente accede al mercado local de cambios a partir del 17 de enero de 2020, no debe exceder el 30% del valor de las nuevas contribuciones de inversión extranjera directa en compañías residentes ingresadas y liquidadas a través del mercado local de cambios previo a dicha fecha. Para este propósito, la institución financiera debe tener una certificación emitida por la entidad que realizó la liquidación de que no ha emitido certificaciones para los fines establecidos en este punto por un monto mayor 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 la condición precedente.
- El residente deberá presentar la documentación que evidencie la capitalización de dicho aporte o, en caso de no disponer dicha documentación, 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.

En cualquier caso que no encuadre con lo expuesto en las condiciones precedentes, deberán requerir la conformidad previa del Banco Central para acceder al mercado local de cambios para el giro al exterior de divisas por estos conceptos.

Liquidación de financiaciones otorgadas por entidades financieras en moneda extranjera a importadores

Las prefinanciaciones, financiamientos y postfinanciaciones denominados en moneda extranjera otorgados por instituciones financieras a importadores deben convertirse a pesos al momento de su desembolso.

Pago de servicios prestados por no residentes.

Las entidades podrán dar acceso al mercado local de cambios para cancelar deudas por servicios en la medida que verifiquen 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 Banco Central para el acceso al mercado local de cambios para precancelar deudas por servicios. También será necesaria dicha conformidad para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior, excepto para:

(i) las emisoras de tarjetas por los giros de turismo y viajes en la medida que no correspondan a las operaciones que requieran la conformidad previa del Banco Central según lo previsto en "*Pagos al exterior por el uso de tarjetas de crédito, débito o prepagas*" precedente;

(ii) agentes locales que recauden en el país los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes;

(iii) las entidades por los gastos que abonen a entidades del exterior por su operatoria habitual;

(iv) 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; y

(v) 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.

(vi) 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.

Obligación de residente de ingresar y liquidar moneda extranjera percibida por la de enajenación de activos no financieros no producidos.

La percepción por parte de residentes de montos de moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de dichos fondos ya sea en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

De acuerdo a lo establecido por las Normas Cambiarias, las adquisiciones o enajenaciones de activos no financieros no producidos comprenden aquellas transacciones en las que tiene lugar el traspaso de activos intangibles asociados con los derechos de propiedad económica de, entre otros, derechos de pesca, derechos minerales y espacio aéreo y electromagnético, los pases de deportistas –incluyendo los derechos de formación de deportistas percibidos a partir de operaciones entre terceros– y, en caso que se vendan por separado de la empresa propietaria: patentes, derechos de autor, concesiones, arrendamientos, marcas registradas, logotipos y dominios de Internet.

Canje y arbitraje y operaciones con títulos valores

Las entidades podrán realizar operaciones de canje y arbitraje con clientes en los siguientes casos:

(i) ingresos de divisas del exterior en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado local 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;

(ii) 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 declaración jurada del cliente que no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos 5 días hábiles;

(iii) 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;

(iv) 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 Banco Central, por personas humanas hasta el monto admitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.12 del Texto Ordenado de las Normas sobre Exterior y Cambios;

(v) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de US$ 500 en el mes calendario y en el conjunto de las entidades. Las entidades deberán contar con una declaración jurada del cliente que la transferencia tiene por objeto colaborar con la manutención de residentes argentinos que han debido permanecer en el exterior en virtud de las medidas adoptadas en el marco de la pandemia COVID-19. La posibilidad de realizar estas transferencias deberá ser ofrecida a sus clientes por las entidades financieras a través de sus canales electrónico; y

(vi) las restantes operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del Banco Central en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las Normas Cambiarias. 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.

A su vez, respecto a las operaciones de valores negociables, a través de la Comunicación 7106, el BCRA estableció que:

(i) las personas humanas que registren saldos impagos correspondientes a vencimientos de asistencias crediticias otorgadas por entidades financieras que operen a partir del 1° de abril de 2020 hasta el 31 de octubre de 2020, de financiaciones de entidades financieras, de financiaciones de entidades financieras bajo el régimen de tarjeta de crédito y sean beneficiarias de los dispuesto por la Comunicación "A" 6949 del BCRA y/o posean créditos hipotecarios o prendarios actualizados por Unidad de Valor Adquisitivo (UVA), no podrán, hasta la total cancelación de la financiación o mientras dure dicho beneficio, (a) acceder al MLC para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados; y (b) concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior; y

(ii) las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país, pudiéndose liquidar en pesos en el país solamente aquellas operaciones concertadas en el país.

Extensión del plazo para realizar egresos a través del MLC, en caso de venta de títulos públicos con liquidación en moneda extranjera o transferencias a entidades depositarias del exterior

En el caso de egresos al MLC incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes, en forma adicional a los requisitos que sean aplicables a cada caso particular, las entidades financieras deberán requerir la presentación de una declaración jurada en la que conste que:

(a) en el día que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Hasta el 31 de octubre de 2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 1o de mayo 2020 inclusive; y

(b) se compromete a no realizar venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencia de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que se requiere el acceso y por los 90 días corridos.

No resulta exigible la presentación de la declaración jurada para realizar egresos al MLC en los siguientes supuestos: (i) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente; (i) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o compra; y (iii) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la ANSES, en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Por último, a través de la Comunicación "A" 7042 el BCRA dejo sin efecto lo dispuesto a través de la Comunicación "A" 7001 de fecha 30 de abril de 2020, relativo al requerimiento de conformidad previa del BCRA y/o de una declaración jurada del cliente dejando constancia que no tiene pendiente de cancelación financiaciones en pesos previstas en la Comunicación "A" 6937 del BCRA y complementarias (es decir, líneas de crédito a tasas subsidiadas), ni las solicitará en los 30 días corridos siguientes, para acceder al MLC para cancelar capital e intereses de todo tipo de endeudamiento con el exterior pendiente al 19 de marzo de 2020, cuando dicho pago no tuviera una fecha de vencimiento o cuyo vencimiento hubiese operado con anterioridad a dicha fecha.

Requisitos adicionales para realizar egresos a través del MLC

A través de la Comunicación 7030, el BCRA estableció requisitos adicionales para realizar egresos MLC tendientes a restringir el acceso a las personas jurídicas y personas humanas residentes que conserven activos externos líquidos disponibles, así como también medidas destinadas a limitar la compra de divisas destinadas al pago de importaciones y la extensión de los plazos previos y posteriores a la fecha de acceso al MLC, en caso de haber concertado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior.

Adicionalmente, la Comunicación 7030 incluyó una nueva obligación de ingresar y liquidación en caso de cobro en el exterior de fondos provenientes de préstamos otorgados a terceros, depósitos a plazo fijo o venta de cualquier activo constituidos a partir del 28 de mayo de 2020 y estableció el requisito de obtener previa conformidad del BCRA para acceder al MLC en caso de cancelaciones de servicios de capital de endeudamientos con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

A continuación, describimos en forma esquemática las siguientes medidas adicionales introducidas por la Comunicación 7030:

(i) *Requisitos adicionales para realizar egresos a través del MLC*

En el caso de egresos al MLC (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior; pago de servicios prestados por no residentes; pago de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamientos con el exterior; pagos de intereses de deudas por importación de bienes y servicios; pagos de endeudamiento en moneda extranjera de residentes por partes de

fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de servicios; pagos de títulos de deuda con registro público e el país denominados en moneda y obligaciones en moneda extranjera de residentes; compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residente para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados -salvo las realizadas por personas humanas por formación de activos externos-; compra de moneda extranjera por parte de personas humanas para ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país con crédito hipotecario; compra de moneda extranjera por parte de otros residentes -excluidas las entidades financieras- para la formación de activos externos y por operación con derivados; otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica y para operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por obligaciones de residentes declaradas y validadas en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos), la entidad financiera deberá contar con la conformidad previa del BCRA, excepto que cuenta con una declaración jurada de la persona jurídica o persona humana que al momento de la acceder al MLC:

(a) Tenencia de moneda extranjera en el país y no posesión de activos externos líquidos disponibles

El cliente debe dejar constancia que la totalidad de moneda extranjera en el país se encuentran disponibles en cuentas en entidades financieras y que no posee activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al MLC por un monto superior equivalente a US$100.000.

La Comunicación 7030 incluye una enumeración meramente enunciativa sobre activos externos líquidos, entre los cuales se mencionan a 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, brindando como ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuenta 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 caso de que la persona jurídica o persona humana tuviera activos externos líquidos por un monto superior equivalente a US$100.000 al inicio del día en que accede al MLC, la entidad financiera también podrá aceptar la 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 MLC;

(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 365 días corridos.

En dicha declaración jurada 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) precedentes, que sean aplicables.

(a) Nueva obligación de ingreso y liquidación por cobros de préstamos otorgados a terceros y depósitos a plazo o venta de cualquier activo con adquisición y otorgamiento posterior al 28 de mayo de 2020.

El cliente debe incluir en la declaración jurada un compromiso de liquidar en el MLC, en un plazo de cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba del exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o la venta de cualquier activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

No resulta exigible la presentación de la declaración jurada para realizar egresos al MLC en los siguientes supuestos: (1) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente; (2) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera 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.

Regímenes informativos del BCRA

Relevamiento de activos y pasivos externos

Mediante la Comunicación "B" 12006 de fecha 6 de mayo de 2020, el BCRA modificó el esquema de vencimientos de la presentación de las declaraciones del Régimen de Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, estableciendo que a partir del primer trimestre de 2020, los obligados a presentar con periodicidad trimestral la declaración establecida por el Régimen de Relevamiento de Activos y Pasivos Externos tendrán que hacerlo de acuerdo al siguiente cronograma escalonado en función de la terminación del número de CUIT:

(i) Grupo A - Declarantes con CUIT terminados en 0 y 1: el vencimiento de la declaración trimestral operará a los 45 días corridos desde finalizado el trimestre calendario (o el día hábil inmediato posterior);

(ii) Grupo B - Declarantes con CUIT terminados en 2 y 3: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo A;

(iii) Grupo C - Declarantes con CUIT terminados en 4 y 5: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo B;

(iv) Grupo D - Declarantes con CUIT terminados en 6 y 7: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo C; y

(v) Grupo E - Declarantes con CUIT terminados en 8 y 9: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo D.

La carga y validación de los datos correspondiente a este régimen se debe realizar a través de un formulario electrónico a descargarse de la página web de la AFIP.

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre operaciones que correspondan a egresos por el mercado local de cambios –incluyendo aquellas a concretarse a través de canjes o arbitrajes-, a realizarse por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, que impliquen un acceso mercado local de cambios por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US$ 500.000, para cada uno de los 3 días hábiles contados a partir del primer día informado.

En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las Normas Cambiarias, dar curso a las operaciones de cambio.

A su vez, las Normas Cambiarias establecen que el día de la operación u operaciones, el cliente podrá optar por cursar las operaciones informadas por cualquier entidad autorizada. A tal fin, la entidad interviniente deberá contar con una constancia de la entidad informante de que la operación ha sido debidamente informada.

De acuerdo a lo establecido por la Comunicación "A" 7138, las entidades deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre las ventas de cambio a realizarse por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente a concretarse a partir del 16 octubre de 2020 que impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US$50.000.

Registro de Información Cambiaria de Exportadores e Importadores de Bienes

A través de la Comunicación "A" 7200, el Banco Central creó el "Registro de Información Cambiaria de Exportadores e Importadores de Bienes" (el "Registro de Información Cambiaria") en el que se deberán registrar los exportadores e importadores que el Banco Central identifique como "significativos" por sus volúmenes operados.

Los exportadores e importadores considerados como sujetos obligados por el Banco Central serán dados a conocer a través de Comunicaciones "C" y deberán estar inscriptos en el Registro de Información Cambiaria de Exportadores e Importadores de Bienes antes del 30 de abril de 2021 para acceder al MLC a partir del 1° de mayo de 2021 para operaciones de egresos de divisas, incluidos canjes y arbitrajes. Este requisito no aplicará al acceso al MLC para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales. Anualmente, los sujetos obligados deberán reinscribirse antes del 31 de marzo de cada año. Estos deberán informar cualquier cambio en la información registrada dentro de los 15 días hábiles de producido a través del aplicativo correspondiente.

Con fecha 22 de marzo de 2021, el Banco Central a través de la Comunicación "C" 89476 informó la nómina de exportadores e importadores declarados como sujetos obligados a cumplimentar el Registro de Información Cambiaria. En este sentido, la Sociedad figura en dicha nómina como importador obligado.

En consecuencia, la Sociedad tiene plazo hasta el 30 de abril de 2021 para, a través del aplicativo establecido por el Banco Central al efecto, cumplimentar el Registro de Información Cambiaria, ya que con posterioridad a dicha fecha las entidades financieras

deberán verificar si los exportadores e importadores se encuentra alcanzados por lo dispuesto por la Comunicación “A” 7200 y el estado de su trámite como requisito previo a dar curso a operaciones que correspondan a egresos por el MLC (incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes).

A partir del 1° de mayo de 2021, las entidades financieras deberán contar con la conformidad previa del Banco Central para dar curso operaciones que correspondan a egresos por el MLC a ser realizadas por sujetos obligados cuyo cumplimiento con el Registro de Información Cambiaria conste como “NO INSCRIPTO”. Destacamos que, este requisito no resultará de aplicación para el acceso al MLC para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales.

Otras normas complementarias

Desde el establecimiento por parte del Banco Central de las Normas Cambiarias, la CNV implementó una serie de medidas complementarias a lo dispuesto por el Banco Central a fin de evitar la compra venta simultanea de valores negociables tendientes a eludir las restricciones al acceso al MLC para la compra de moneda extranjera.

En este sentido, la CNV a través de las Resoluciones Generales N° 843/2020, 862/2020, 871/2020 y 878/2021, estableció plazos mínimos de permanencia (*parking*) para la venta y liquidación de valores negociables que se describen a continuación:

(i) para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de tres días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera;

(ii) para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y jurisdicción local debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de un día hábil, contados a partir su acreditación en el agente depositario. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera;

(iii) 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 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 (CEDEARs) con negociación en mercados regulados por la CNV;

Los agentes de liquidación y compensación (ALyCs) y los agentes de negociación (AN) deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de permanencia de los valores negociables.

A su vez, la CNV estableció para transferencias receptoras que 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 jurisdicción extranjera hasta tanto hayan transcurrido tres 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 jurisdicción local, el plazo mínimo de tenencia será de un día hábil desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local.

Adicionalmente y de forma transitoria y excepcional, la CNV a través de la Resolución N° 878/2021, limitó a 100.000 nominales semanales la venta con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo ley local. Dicho límite operará para cada subcuenta comitente como para el conjunto de subcuentas comitentes de las que fuera titular o cotitular un mismo sujeto.

Aplicación del Régimen Penal Cambiario

Las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encontrarán alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario (Ley Nº 19.359 y sus modificatorias y complementarias).

Para un detalle de la totalidad de las restricciones cambiarias y de controles a ingreso de capitales vigentes a la fecha del presente Suplemento de Precio, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa a la normativa mencionada, junto con sus reglamentaciones y normas complementarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del BCRA, www.bcra.gob.ar. La información contenida en estos sitios web no forma parte de este prospecto y no se considerará incorporado a este. Consulte también "Información clave de la emisora — Factores de riesgo — Riesgos relacionados con Argentina — Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio". Consulte "Información sobre la Emisora – Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional — Emergencia pública", que incluye información sobre la Ley de Solidaridad Social (como se define en dicho apartado) en el marco de la Emergencia Pública.

Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo

El concepto de lavado de activos es utilizado generalmente para referirse a las transacciones dirigidas a introducir fondos derivados de actividades ilegales en el sistema institucionalizado y de esa forma transformando beneficios obtenidos de actividades ilegales

en activos que se presumen tuvieron un origen legal. La Ley Nº 25.246, y sus modificatorias (la "Ley de Prevención de Lavado de Activos"), junto con las normas reglamentarias emitidas en la materia por la Unidad de Información Financiera (la "UIF"), establecen un sistema penal administrativo, reemplazando varias secciones del Código Penal Argentino, tipificando el lavado de activos como un delito penal definido como la conversión, transferencia, administración, venta, gravado, disimulación o cualquier otra aplicación de dinero u otros bienes obtenidos a través de un delito con el posible resultado de que dichos activos originales (o nuevos activos resultantes de dicho activo original) adquieran la apariencia de haber sido obtenidos a través de fuentes legítimas, ya sea en un solo acto o una serie de actos relacionados.

Asimismo, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF, como 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. Con la promulgación de la Ley N° 27.260 y del Decreto N° 895/2016, la UIF fue trasladada a la Secretaría de Hacienda y Finanzas Públicas. Posteriormente, de conformidad con el Decreto Nº 2/2017, la UIF pasó a estar bajo la órbita del entonces Ministerio de Finanzas, actualmente, el Ministerio Economía de la Nación.

De acuerdo con lo establecido por el Código Penal Argentino, las personas jurídicas pueden ser condenadas por el delito de lavado de activos (como se define más arriba) cuando el hecho delictivo haya sido cometido en su nombre, con su intervención o en su beneficio, y en ese caso quedarán sujetas a las siguientes sanciones, las cuales podrán ser aplicadas de forma conjunta o alternativa: (i) multa de dos a diez veces el valor de los bienes objeto del delito; (ii) suspensión total o parcial de actividades, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad de la entidad, la que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años; (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere; (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta (i) el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, (ii) la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, (iii) la extensión del daño causado, (iv) el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, (v) el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica.

El Código Penal Argentino (en su artículo 306, incluido por Ley N°26.734) define el financiamiento del terrorismo como un delito cometido por cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte: (i) para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del Código Penal Argentino, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; (ii) por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies; y (iii) por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies.

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la Ley de Prevención de Lavado de Activos no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado, considerados como Sujetos Obligados, tales como bancos, agentes negociación, agentes de liquidación y compensación y compañías de seguro, entre otras (enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos).

El artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, establece que las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF (los "Sujetos Obligados"): (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) agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercadoa abierto electrónico y todos aquellos intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores; (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; (vi) los profesionales matriculados cuyas actividades estén reguladas por los 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. De acuerdo con el listado del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, a la fecha del presente Prospecto la Compañía no es un Sujeto Obligado.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención de 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) reportar cualquier hecho u operación sospechosa, entendiéndose por operaciones sospechosas aquellas operaciones que, de

acuerdo con los usos y costumbres de la actividad de 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 Ley de Prevención de Lavado de Activos. En el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponerse a divulgar información ante la UIF bajo el argumento de que dicha información se encuentra protegida por secreto bancario, bursátil o profesional, así como tampoco podrán alegar la existencia de compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La AFIP podrá revelar a la UIF la información en su posesión únicamente en los casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por la AFIP 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

En virtud del listado de Sujetos Obligados previsto en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de obligaciones negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de obligaciones negociables. Asimismo, dichos Sujetos Obligados deberán emitir un reporte de operación sospechosa a la UIF en aquellos casos en los que se encontrasen con operaciones inusuales que puedan ser consideradas sospechosas (ya sea por carecer de justificación económica, jurídica, por ser innecesariamente complejas, entre otros motivos), independientemente de que fueran realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

En febrero de 2016, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 360/2016, mediante el cual se creó, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, el "Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo", que tiene por misión 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 Grupo de Acción Financiera (GAFI), las cuales serán llevadas a cabo, dependiendo de la función, a través de un Coordinador Nacional designado al efecto (funciones de los incisos f), g), h) i) y j) del artículo 3 del Decreto N°360/2016) y un Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha contra el Lavado de Activos, el Financiamiento del Terrorismo y la Proliferación de armas de destrucción Masiva, creado por el Decreto N°331/2019 bajo la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (funciones de los incisos a), b), c) d) y e) del artículo 3 del Decreto N°360/2016); 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.

Por otra parte, en el marco del "Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior" establecido en la Ley N°27.260 y su Decreto Reglamentario N°895/2016, la UIF emitió la Resolución N°92/2016, en virtud de la cual se estableció que los Sujetos Obligados debían implementar, a los efectos del régimen de sinceramiento, un sistema de gestión de riesgos y reportar las operaciones sospechosas realizadas hasta el 31 de marzo de 2017 bajo dicho régimen especial.

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución Nº4/2017, mediante la cual estableció que se podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión. La debida diligencia especial establecida en la Resolución N°4/2017 para los inversores extranjeros y nacionales no exime a los Sujetos Obligados de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en riesgo.

La Resolución N° 30-E/2017 de la UIF, y sus modificatorias, , reemplazó a la Resolución N° 121/2011 de la UIF (la "Resolución 30"), y la Resolución UIF N°21/2018 que reemplazó a la Resolución UIF N°229/2011 y reemplazó parcialmente la Resolución 140/2012 (la "Resolución 21") cuyos textos ordenados fueron aprobados por la Resolución UIF N°156/2018 regulan, entre otras cuestiones, los elementos mínimos de cumplimiento que deberán ser incluidos en el sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, tales como las obligaciones de "conoce a tu cliente" y las obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Estas resoluciones fueron emitidas por la UIF en el marco de su nuevo enfoque basado en el riesgo en virtud del cual la UIF ha cambiado su visión formalista e intenta implementar un régimen más eficiente para prevenir el lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Bajo el mismo, los Sujetos Obligados deberán evaluar, en primera medida, el riesgo y luego adoptar medidas administrativas y efectivas a los efectos de prevenir el lavado de activos dentro de sus organizaciones.

La Resolución 30, es aplicable a entidades financieras sujetas a la Ley de Entidades Financieras, a entidades sujetas a la Ley Nº 18.924 y sus modificatorias. Mientras que la Resolución 21, conforme el texto ordenado aprobado por la Resolución UIF N°156/2018, establece ciertas medidas que los agentes y sociedades de bolsa, sociedades gerente de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico, 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.

De acuerdo con lo establecido por la Resolución Nº 229/2014 de la UIF, tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos". 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. En este sentido, en agosto de 2018, mediante la Resolución UIF N°97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF a fin de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la Resolución 30 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias. En relación al control específico llevado a cabo por la CNV, el 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°155/2018, por la cual aprobó, entre otras, la reglamentación del deber de colaboración de la CNV para los procedimientos de supervisión de los Sujetos Obligados bajo su contralor y derogó la Resolución UIF N°104/2010 por la cual se había aprobado la reglamentación del deber de colaboración de la CNV.

Por su parte, las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de "Prevención del Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo" y dejan constancia de que los sujetos alcanzados por dicha normativa (Agentes de Liquidación y Compensación, los Agentes de Negociación y las Sociedades Gerentes de Fondos Comunes de Inversión, y las personas humanas o jurídicas que intervengan en fideicomisos financieros registrados en la Comisión Nacional de Valores) deberán observar lo establecido en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y las Normas de la CNV, así como los decretos del Poder Ejecutivo Nacional y las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y las resoluciones del 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 tienen permitido recibir o pagar por día y por cliente) e imponen ciertas obligaciones de información.

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

Las Normas de la CNV prevén también que los agentes que operan bajo su jurisdicción solo den curso a operaciones dentro del ámbito de la oferta pública, cuando éstas sean efectuadas u ordenadas por (i) personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes en los de países que figuren incluidos dentro del listado de países cooperadores previsto en el artículo 2 inciso b) del Decreto N°589/2013, o (ii) por personas o entidades que, si bien constituidas, domiciliadas y/o residentes en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados no incluidos dentro del listado de jurisdicciones cooperadoras antes mencionado, se encuentren bajo control y fiscalización de un organismo que cumpla similares funciones a las de la CNV en dicho país, y tal organismo hubiera firmado un memorando de entendimiento, cooperación e intercambio de información con la CNV.

Respecto de entidades emisoras, éstas deben identificar a cualquier persona, física o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y deberán cumplir con los requisitos exigidos a los demás sujetos participantes en la oferta pública, por las normas de la UIF, especialmente en lo referido a la identificación de dichas personas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados.

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores correspondientes podrían solicitar, y los inversores deben presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el BCRA.

En agosto de 2018, mediante la Resolución UIF 96/2018, la UIF aprobó el Sistema de Notificaciones y Tramitación Electrónica de Expedientes aplicable al procedimiento sumarial regulado por la Resolución UIF 111/2012. A través de dicho sistema se buscó modernizar la comunicación y la consulta de los expedientes por parte de los sumariados, simplificando los procedimientos y reduciendo los plazos de resolución de los sumarios.

En noviembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°134/2018, modificada parcialmente por la Resolución UIF N°15/2019 y Resolución UIF N°128/2019, por la cual se dejó sin efecto la Resolución UIF N°52/2012 y se actualizó la nómina de personas consideradas como expuestas políticamente (las "Personas Expuestas Políticamente"). Además, la Resolución UIF N° 134/2018 estableció que la debida diligencia sobre Personas Expuestas Políticamente sea realizada con un enfoque basado en riesgo y no a partir de un criterio temporal desde la fecha de cese de la función pública prominente. A su vez, dicha resolución prevé que en los reportes de operaciones sospechosas deberá dejarse constancia de que se trata de Personas Expuestas Políticamente. Por su parte, la Resolución UIF N°128/2019, dictada en diciembre de 2019, incorporó la obligación de aplicar medidas de diligencia reforzadas en las Personas Expuestas Políticamente extranjeras, al considerarlas como de alto riesgo.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°154/2018, por la que aprobó el "Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de Información Financiera" derogando las disposiciones de los Anexos II, III, y IV de la Resolución UIF N°104/2010, el artículo 7 y las disposiciones de los Anexos V, y VI de la Resolución UIF N°165/2011 y del Anexo III de la

Resolución UIF N°229/2014. Así, la UIF modificó los procedimientos de supervisión por nuevos diseños adaptados a un enfoque basado en riesgo.

Por último, en julio de 2019, se dictó el Decreto N°489/2019 por el cual el Poder Ejecutivo Nacional buscó ordenar y centralizar en un único organismo, toda la información relacionada con congelamientos administrativos de activos vinculados al terrorismo y su financiación. A tal fin se creó el Registro Público de Personas o Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (el "RePET")- y se habilitó a que el mismo pueda brindar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en la materia y con terceros países, lo que permitirá fortalecer los mecanismos de cooperación doméstica e internacional. En virtud de ello, los Sujetos Obligados a brindar información por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, sin perjuicio de las obligaciones que le son propias, deberán reportar a la UIF las operaciones realizadas o tentadas en las que intervengan las personas humanas, jurídicas o entidades incorporadas en el RePET.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de lavado de activos vigente a la fecha del presente Prospecto, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa de la Ley de Prevención de Lavado de Activos, del Título XIII, Libro segundo del Código Penal Argentino, de la normativa emitida por la UIF, la CNV y el BCRA, a cuyo efecto los interesados podrán consultar en el sitio web del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación, en la sección Información Legislativa (www.infoleg.gob.ar) y/o en el sitio web de la UIF (https://www.argentina.gob.ar/uif) y/o en el sitio web de la CNV (https://www.argentina.gob.ar/cnv) y/o del BCRA (www.bcra.gob.ar).

Carga tributaria

General

Lo que sigue es un resumen de ciertas cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables. Se insta a los posibles compradores de Obligaciones Negociables a consultar a sus propios asesores impositivos respecto de las consecuencias en Argentina, o en otros lugares, de la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables.

Impuestos Argentinos

El siguiente resumen se basa en las leyes impositivas de Argentina tal como se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto y está sujeto a cualquier cambio en las leyes argentinas que puedan entrar en vigencia luego de dicha fecha.

Carga tributaria

General

Lo que sigue es un resumen de ciertas cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables. Se insta a los posibles compradores de Obligaciones Negociables a consultar a sus propios asesores impositivos respecto de las consecuencias en Argentina, o en otros lugares, de la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables.

La Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor resida a efectos impositivos en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente. A continuación, se exponen los convenios de doble imposición suscriptos por la República Argentina vigentes:

Alemania	Chile	Italia	Suecia
Australia	Dinamarca	México	Suiza
Bélgica	Emiratos Árabes Unidos	Noruega	Qatar
Bolivia	España	Países Bajos	
Brasil	Finlandia	Reino Unido	
Canadá	Francia	Rusia	

Impuestos Argentinos

El siguiente resumen se basa en las leyes impositivas de Argentina tal como se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto y está sujeto a cualquier cambio en las leyes argentinas que pueda entrar en vigencia luego de dicha fecha.

En particular se señala que, el pasado 6 de diciembre de 2019 se publicó el último texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias mediante el Decreto 824/2019 el que fuera reglamentado mediante el Decreto 862/2019 (la "LIG"). Asimismo, el pasado 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27.541 "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva" (la "Ley 27.541"), que, entre muchos aspectos, introduce importantes cambios al texto ordenado de la LIG que fuera previamente

modificada por la Ley 27.430 de diciembre 2017. El 28 de diciembre de 2019, la Ley 27.541 fue reglamentada por el Poder Ejecutivo de la Nación mediante el Decreto 99/2019.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables.

La Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor resida a efectos impositivos en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Impuesto a las Ganancias

Pago de intereses **y resultados obtenidos por la enajenación u otra forma de disposición**:

En virtud de la sanción de la Ley 27.541 se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley 23.576, motivo por el cual se eximen los intereses y resultados derivados de la venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables a las que se refiere el Artículo 36 de la mencionada Ley 23.576 para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina así como para beneficiarios del exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

En el caso de que no se cumplan las condiciones del referido Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención pasan a tributar;

(i) En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes, el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 LIG con una alícuota marginal máxima del 35%.

(ii) Respecto a los beneficiarios del exterior, la alícuota del 35% establecida en el Artículo 102 de la LIG sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inc. c) apartados 1 y 2 respectivamente de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

En el caso de operaciones de enajenación u otras formas de disposición de Obligaciones Negociables que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la Ley 23.576, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes deberán tributar aplicando las alícuotas previstas por el Artículo 98 de la LIG:

- En caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional sin cláusula de ajuste, el resultado de la venta u otra forma de disposición se encuentra gravado a una alícuota del 5% (impuesto cedular);
- En caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, el resultado de la venta u otra forma de disposición se encuentra gravado a una alícuota del 15% (impuesto cedular).

Asimismo, el Artículo 98 de la LIG establece que lo dispuesto también será de aplicación cuando el sujeto enajenante revista la condición de beneficiario del exterior siempre que no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes. En dicho caso la ganancia quedará alcanzada por las disposiciones contenidas en el inciso i) y en el segundo párrafo del Artículo 104 a las mismas alícuotas previstas para personas humanas y sucesiones indivisas.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a "jurisdicciones no cooperantes", deberá entenderse referida a 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, incluyéndose a aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo, no cumplan efectivamente con el intercambio de información.

Los acuerdos y convenios aludidos en el párrafo anterior deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Se prevé asimismo en el artículo citado que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes, el cual ha sido publicado en el Decreto 862/2019. Dicho listado fue incorporado en el nuevo texto ordenado del decreto reglamentario del Impuesto a las Ganancias ("DRLIG") en su Artículo 24 (el listado de jurisdicciones no cooperantes se incluye en el apartado *"Restricción respecto de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación").*

La Resolución General AFIP 4227 (B.O. 12/04/2018) regula el régimen de retención e ingreso del Impuesto a las Ganancias aplicable tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación aplicable a beneficiarios del exterior.

En el caso de beneficiarios del exterior que residan o que los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes, los intereses se encontrarán sujetos a la retención del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inc. c) apartados 1 y 2, respectivamente de la LIG, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 10 de la Resolución General AFIP 4227.

En el caso de enajenación u otra forma de disposición realizada por beneficiarios del exterior que residan o que los fondos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá la aplicación de la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta prevista en el inciso i) del artículo 104 de dicha ley (90%).

Los rendimientos y la ganancia resultante de la venta o disposición de las Obligaciones Negociables obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a la ley argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas físicas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos al impuesto a la alícuota del 30% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2018 hasta el 31/12/2019 y del 25% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2020 en adelante. Cabe aclarar que dicha reducción de alícuota quedó suspendida por la Ley 27.541 hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021 inclusive.

Impuesto al Valor Agregado

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de obligaciones negociables está exenta en el IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los Bienes Personales

Las personas físicas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en el país se encuentran obligadas al pago de un Impuesto (anual) sobre los Bienes Personales ("IBP") respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda la suma total de Ps. 2.000.000 a partir del período 2019. Las personas físicas y sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan este gravamen por sus bienes situados en el país aun cuando no superen los Ps. 2.000.000 mencionados precedentemente. A partir de la vigencia del Decreto 99/2019, se aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias en relación al IBP sobre el nexo de vinculación "domicilio" debe entenderse referida a "residencia".

Este impuesto resultará de la aplicación de la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa). El gravamen a ingresar por los contribuyentes residentes en el país surgirá de la aplicación sobre el valor total de los bienes gravados por el impuesto, excluidas las acciones y participaciones en el capital de cualquier tipo de sociedades regidas por la Ley 19.550, con excepción de las empresas y explotaciones unipersonales, a un rango de alícuotas progresiva desde el 0,50% al 1,25% a partir del período fiscal 2019 de acuerdo con las nuevas escalas incorporadas por la Ley 27.541.

Asimismo, se delegó al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta un 100% sobre la tasa máxima del 1,25% para la tenencia de bienes situados en el exterior, y de disminuirla, en caso de repatriación de activos financieros. Respecto de este último punto el Decreto 99/2019 elevó la referida tasa marginal máxima al 2,25% estableciendo precisiones sobre el concepto de repatriación.

Las personas físicas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el mismo, por los bienes situados en el país, se encuentran sujetas a la alícuota del 0,50% a partir del período fiscal 2019; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 255,75.

Si bien las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de la Argentina, están técnicamente sujetas al IBP, la Ley 23.966, en su parte pertinente, y sus modificaciones, (la "Ley del IBP") y el Decreto 127/96 y sus modificaciones (el "DRIBP") no han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad de tales bienes resulta ejercida en forma directa por tales personas físicas o sucesiones indivisas. El régimen del "obligado sustituto" establecido por el primer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (tercer párrafo del Artículo 26 del a Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia

ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas físicas domiciliadas en la Argentina o sucesiones indivisas radicadas en el país; por lo tanto, sin perjuicio de lo que se menciona en los dos párrafos siguientes, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1% a partir del período fiscal 2019 y siguientes; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El DRIBP así como la Resolución General (AFIP) Nº 2151/06 establecen que el obligado sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del impuesto, será la entidad emisora de dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros, (ii) fondos de inversión abiertos, (iii) fondos de retiro y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el DRIBP establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deudas privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como "obligado sustituto", la Sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución 2151/2006 de la AFIP. En caso de que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita la autorización de la CNV y su negociación en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

En virtud de la Ley N°27.260 (B.O. 22/07/2016), el Impuesto a la Ganancia Mínima Presenta fue derogado con vigencia a partir del período que se inicia el 1° de enero de 2019.

Impuesto a los Débitos y Créditos

En caso de que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el Impuesto a los Débitos y Créditos. La alícuota general del Impuesto a los Débitos y Créditos asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Conforme al Decreto 409/2018 (B.O. 7/5/2018) en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetas a la alícuota general de 0,6%, el 33% del impuesto determinado y percibido sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de titulares de cuentas bancarias sujetas a la alícuota del 1,2%, podrán tomar el 33% del impuesto abonado como pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias y/o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias.

En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito como impuesto o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%.

En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo a lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según sea el caso.

Existen algunas excepciones de este impuesto relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias.

Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del Banco Central) 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 (véase Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto 380/2001).

El Artículo 7 de la Ley 27.432 dispuso que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios que a la fecha de entrada en vigencia de esa ley no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias, se reduzca progresivamente en hasta un veinte por ciento (20% por año a partir del 1 de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente el impuesto previsto en la ley 25413 y sus modificaciones como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias.

Asimismo, la Ley 27.541 estableció que, al llevarse a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas abiertas en entidades financieras estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de estos. Cabe aclarar que esta disposición no resulta aplicable para personas humanas o jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al impuesto a los ingresos brutos a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Algunas jurisdicciones provinciales, como la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a obligaciones negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentas del Impuesto a los Ingresos Brutos en la medida en que se aplique la exención del Impuesto a las Ganancias.

Los posibles inversores que son personas residentes deberían analizar la posible incidencia del impuesto a los ingresos brutos a la luz de las normas aplicables que pudieran resultar de relevancia en función de su residencia y actividad económica.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etcétera) han establecido regímenes de recaudación del impuesto sobre los ingresos brutos que 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 con un rango que puede llegar actualmente al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto de Sellos

El Impuesto de Sellos ("IS") grava la instrumentación -mecanismo jurídico formal de manifestación de la voluntad- de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en ambas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del impuesto de sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior in fine.

Los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

Conforme la Ley 27.429 de "Consenso Fiscal" (B.O. 2/1/2018) las Provincias que adhieran a dicha ley se comprometen a establecer, para ciertos actos o contratos, una alícuota máxima de Impuesto a los sellos del 0,75% a partir del 1 de enero de 2019, 0,5% a partir del 1 de enero de 2020, 0,25% a partir del 1 de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1 de enero de 2022. La mencionada normativa ha obtenido las siguientes adhesiones: Buenos Aires, Ciudad de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, Mendoza, Misiones, Neuquén, Río Negro, Salta, Santa Cruz, Santa Fe, Santiago del Estero, Tucumán y Tierra del Fuego.

Por otro lado, a través de la Ley 17.469 BO (4/12/2018) las provincias han suscripto una modificación al Consenso Fiscal posponiendo el cronograma de reducción de alícuotas del impuesto de sellos prevista precedentemente por un año calendario.

Sin perjuicio de lo indicado precedentemente, con fecha 17 de diciembre de 2019, las Provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suspenden el mencionado el Consenso Fiscal, a partir de la fecha de aprobación por parte de cada legislatura provincial.

Con fecha 4/12/2020, el Estado Nacional y las Provincias firmantes suscribieron el nuevo Consenso Fiscal 2020, que modifica y amplía los anteriores Consensos suscriptos desde el año 2017 -Consenso Fiscal 2017, Consenso Fiscal 2018 y Consenso Fiscal 2019-, mediante el cual se establecen nuevos compromisos. De acuerdo con lo dispuesto por el Consenso Fiscal, se establece que el mismo sólo producirá efectos respecto a las jurisdicciones que lo aprueben en sus legislaturas y a partir de esa fecha. Dicho Consenso ha obtenido la adhesión de las siguientes provincias: Catamarca, Chaco, Córdoba, Entre Ríos, La Rioja, Río Negro, Neuquén, Salta, San Juan, Santiago del Estero, Tucumán.

Impuesto a la Transferencia Gratuita

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

A nivel provincial, por un lado la Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1° de Enero de 2011, por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el "ITGB").

Son contribuyentes las personas físicas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes en tanto se domicilien o residan en la respectiva provincia, independientemente del lugar donde estén situados los bienes. Las alícuotas aplicables varían entre el 1,6% y 8,78% atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes podrían quedar afectados por estos gravámenes en las jurisdicciones señaladas.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada provincia.

Impuesto PAIS

En relación al Impuesto PAIS establecido a través de la Ley 27.541 (Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública) el 16 de septiembre de 2020 a través de la Resolución General AFIP 4815/2020 (la "Resolución 4815"), la AFIP estableció un régimen de percepción sobre las operaciones incluidas en el Artículo 35 de dicha ley, a saber:

(a) Compra de billetes y divisas en moneda extranjera -incluidos cheques de viajero- para atesoramiento o sin un destino específico vinculado al pago de obligaciones en los términos de la reglamentación vigente en el mercado de cambios, 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 comprendidas en el sistema previsto en la Ley 25.065 y cualquier otro medio de pago equivalente que determine la reglamentación, incluidas las relacionadas con las extracciones o adelantos en efectivo efectuadas en el exterior. Asimismo, resultan incluidas las compras efectuadas a través de portales o sitios virtuales y/o cualquier otra modalidad por la cual las operaciones se perfeccionen, mediante compras a distancia, en moneda extranjera,

(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 de débito, comprendidas en el sistema previsto en la ley 25.065 y cualquier otro medio de pago equivalente que determine la reglamentación,

(d) Adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo -mayoristas y/o minoristas-, del país y e) Adquisición de servicios de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática, de pasajeros con destino fuera del país, en la medida en la que para la cancelación de la operación deba accederse al mercado único y libre de cambios al efecto de la adquisición de las divisas correspondientes en los términos que fije la reglamentación. Dicha percepción, que tendrá una alícuota del 35%, se aplicará sobre las operaciones indicadas y se considerarán, conforme la condición tributaria del sujeto pasible, como pagos a cuenta del Impuesto a las Ganancias o del Impuesto a los Bienes Personales.

La Resolución 4815 establece que los sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones, que no sean contribuyentes del impuesto a las ganancias o, en su caso, del IBP, y que, consecuentemente, se encuentren imposibilitados de computar las aludidas percepciones, podrán solicitar la devolución del gravamen percibido una vez finalizado el año calendario en el cual se efectuó la percepción.

La Resolución 4815 establece que no se encuentran sujetas al régimen de percepción las operaciones de gastos referidos a prestaciones de salud, compra de medicamentos, adquisición de libros, utilización de plataformas educativas y software con fines

educativos, gastos asociados a proyectos de investigación efectuados por investigadores, universidades e instituciones integrantes del sistema universitario argentino y para la adquisición en el exterior de materiales de equipamiento y demás bienes destinados a la lucha contra el fuego y la protección civil de la población.

Oferta Pública y Exenciones Impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha ley las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció en las Normas de la CNV las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los 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 negociables que se trate, por un plazo mínimo de tres días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, su fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados, podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, 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 abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del Prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de la Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar los prospectos describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta puede ser suscripta conforme a un "*contrato de underwriting*". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el Artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

Restricción respecto de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

Conforme la Ley 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se tratare de ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes de “baja o nula tributación” a las que aluden los Artículos 19 y 20 de la LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior con más un diez por ciento (10%) en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias y en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en los impuestos al valor agregado e internos.

El Artículo 19 de la LIG 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.

El Artículo 24 del DRLIG dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes” en los términos del Artículo 19 de la LIG, las siguientes jurisdicciones:

1. Bosnia y Herzegovina	33. República de Cabo Verde	65. República de Yibuti
2. Brecqhou	34. República de Costa de Marfil	66. República de Zambia
3. Burkina Faso	35. República de Cuba	67. República de Zimbabue
4. Estado de Eritrea	36. República de Filipinas	68. República del Chad

5. Estado de la Ciudad del Vaticano	37. República de Fiyi	69. República del Níger
6. Estado de Libia	38. República de Gambia	70. República del Paraguay
7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea	39. República de Guinea	71. República del Sudán
8. Estado Plurinacional de Bolivia	40. República de Guinea Ecuatorial	72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe
9. Isla Ascensión	41. República de Guinea-Bisáu	73. República Democrática de Timor Oriental
10. Isla de Sark	42. República de Haití	74. República del Congo
11. Isla Santa Elena	43. República de Honduras	75. República Democrática del Congo
12. Islas Salomón	44. República de Irak	76. República Democrática Federal de Etiopía
13. Los Estados Federados de Micronesia	45. República de Kenia	77. República Democrática Popular Lao
14. Mongolia	46. República de Kiribati	78. República Democrática Socialista de Sri Lanka
15. Montenegro	47. República de la Unión de Myanmar	79. República Federal de Somalia
16. Reino de Bután	48. República de Liberia	80. República Federal Democrática de Nepal
17. Reino de Camboya	49. República de Madagascar	81. República Gabonesa
18. Reino de Lesoto	50. República de Malaui	82. República Islámica de Afganistán
19. Reino de Suazilandia	51. República de Maldivas	83. República Islámica de Irán
20. Reino de Tailandia	52. República de Malí	84. República Islámica de Mauritania
21. Reino de Tonga	53. República de Mozambique	85. República Popular de Bangladés
22. Reino Hachemita de Jordania	54. República de Namibia	86. República Popular de Benín
23. República Kirguisa	55. República de Nicaragua	87. República Popular Democrática de Corea
24. República Árabe de Egipto	56. República de Palaos	88. República Socialista de Vietnam
25. República Árabe Siria	57. República de Ruanda	89. República Togolesa
26. República Argelina Democrática y Popular	58. República de Sierra Leona	90. República Unida de Tanzania
27. República Centroafricana	59. República de Sudán del Sur	91. Sultanato de Omán
28. República Cooperativa de Guyana	60. República de Surinam	92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno
29. República de Angola	61. República de Tayikistán	93. Tristán da Cunha

30. República de Bielorrusia	62. República de Trinidad y Tobago	94. Tuvalu
31. República de Botsuana	63. República de Uzbekistán	95. Unión de las Comoras
32. República de Burundi	64. República de Yemen	65. República de Yibuti

Adicionalmente, el último párrafo del Artículo 24 del DRLIG establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Economía 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, el Artículo 20 de la LIG, establece que la referencia efectuada a "jurisdicciones de baja o nula tributación", deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota contemplada en el inciso a) del Artículo 73 de la LIG.

El DRLIG dispone que los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior 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 y que se entenderá por 'régimen tributario especial' a 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.

No obstante lo dispuesto en los párrafos precedentes, la Administración Federal de Ingresos Públicos considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Precio respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra, de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de "baja o nula tributación", o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país considerado como de "baja o nula tributación". El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Precio respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (que actualmente es del 3%) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad de Buenos Aires.

Ley de Moratoria Fiscal

Con fecha 26 de agosto de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley de Moratoria Fiscal en el marco de la Ley de Solidaridad. La Ley de Moratoria Fiscal prevé la ampliación de la moratoria fiscal con el objeto de paliar los efectos de la pandemia COVID-19. La moratoria será aplicable para deudas vencidas hasta el 31 de julio de 2020 de personas humanas y jurídicas responsables de tributos y de recursos de la seguridad social. La Ley de Moratoria Fiscal excluye de la moratoria a sujetos (excepto MiPyMEs, entidades sin fines de lucro y pequeños contribuyentes) que posean activos financieros en el exterior y no repatrien por lo menos el 30% dentro de los 60 días desde la adhesión al régimen. Asimismo, la Ley de Moratoria Fiscal prevé, entre otras cuestiones, un descuento del 15% para quienes adhieran al régimen y efectúen el pago de deudas al contado, posibilitando el pago en hasta 48, 60, 96 o 120 cuotas, según el tipo de deuda que se regularice, a una tasa de interés fija del 2% mensual durante las seis primeras cuotas, aplicando tras ello la Tasa Badlar Privada establecida por el BCRA.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

EMISOR

YPF Energía Eléctrica S.A.

Avenida Córdoba 111, Pïso 14°
C1054AAA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Estudio O'Farrell
Av. De Mayo 645/651
C1084AAB Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA

Deloitte & Co. S.A.
Florida 234, Piso 5°
C1005AAF Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina