

PROSPECTO DE EMISOR FRECUENTE



YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.

YPF Energía Eléctrica S.A. (indistintamente, “**YPF LUZ**”, la “**Sociedad**”, la “**Emisora**” o la “**Compañía**”), inscrita en el Registro de Emisor Frecuente N° 16, con sede social en Macacha Güemes 515, Piso 3° (C1106BKK), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, CUIT N° CUIT 30-71412830-9, número de teléfono (5411) 5441-2000, dirección de correo electrónico: inversores.ypfee@ypf.com, sitio web: www.ypf.com.

Describiremos los términos y condiciones de cada serie de obligaciones negociables a ser emitida bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente (el “**Régimen de Emisor Frecuente**”) establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las normas de la Comisión Nacional de Valores (la “**CNV**”), según texto ordenado por la Resolución General N° 622/2013, y sus modificatorias (las “**Normas de la CNV**”), en un suplemento de precio (el “**Suplemento de Precio**”).

Registro de Emisor Frecuente N° 16 otorgado por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el presente 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 que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor, conforme las normas vigentes.

El Consejo de Calificación de FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings), en adelante FIX, realizado el 22 de abril de 2022, confirmó en “AA(arg)” a la calificación de Emisor de Largo Plazo de la Compañía (Véase informe en <https://www.fixscr.com/>).

La Emisora se encuentra registrada como emisor frecuente de la CNV bajo el N° 16, otorgado por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022.

La inversión en las obligaciones negociables a ser emitidas por la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente implica riesgos significativos. Véase el capítulo “*Factores de Riesgo*” en el presente prospecto (el “**Prospecto**”). El respectivo Suplemento de Precio de cualquier clase y/o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar una inversión en las obligaciones negociables a ser emitidas por la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley N° 26.831, y sus modificatorias (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 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 respectivos prospectos y suplementos de prospecto. 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.

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente de la Emisora y la emisión de una o más clases y/o series de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente por el monto hasta US\$1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor, fue resuelta por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Emisora celebrada el 28 de abril de 2021 y aprobado por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 13 de julio de 2021. La autorización de oferta pública de una o más clases y/o series de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente, sin posibilidad de reemisión, por el monto de hasta US\$1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor, fue otorgada por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022.

La Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que poseen como mínimo el 10% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, 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.

La fecha de este Prospecto es 9 de mayo de 2022

Índice

	Página
INTRODUCCIÓN.....	5
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	10
RESUMEN.....	20
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA.....	28
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA.....	34
FACTORES DE RIESGO.....	57
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	86
LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE ARGENTINA.....	118
DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS	167
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	170
INFORMACIÓN CONTABLE.....	177
INFORMACIÓN DEL MERCADO.....	177
DIVIDENDOS.....	180
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	181
ANEXO A.....	219

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, incurriríamos 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.

Las obligaciones negociables no llevan la recomendación de la Comisión de Títulos Valores ni de 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 N° 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 del Régimen de Emisor Frecuente 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”).

A partir del Decreto 621/2021 del Poder Ejecutivo Nacional, reglamentado por la CNV por la Resolución General 917/2021, se informa al público inversor que, la Emisora oportunamente incluirá la mención sobre el cumplimiento de los requisitos de la Resolución General 917/2021 de la CNV en los respectivos Suplementos de Precio de las diferentes Clases y/o Series que se emitan. En tal caso, deberá informarse que, para gozar de las exenciones impositivas previstas por el Decreto 621/2021 del Poder Ejecutivo Nacional, los tenedores de obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que estuvieran destinadas al financiamiento productivo en la República Argentina y/o al financiamiento de Micro, Pequeñas y Medianas Empresas deberán acreditar que: (i) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (ii) estén destinados al fomento de la inversión productiva en el país, entendiéndose por ello la inversión y/o el financiamiento directo o indirecto en proyectos productivos, inmobiliarios y/o de infraestructura destinados a distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios, tales como agropecuarios, ganaderos, forestales, inmobiliarios, telecomunicaciones, infraestructura, energía, logística, economías sustentables, promoción del capital emprendedor, pesca, desarrollo de tecnología y bienes de capital, investigación y aplicación de tecnología a la medicina y salud, ciencia e investigación aplicada, extracción, producción, procesamiento y/o transporte de materias primas, desarrollo de productos y servicios informáticos, como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas.

En caso de que la Emisora no cumpliera con los requisitos mencionados anteriormente, el potencial inversor no podrá acceder a los beneficios de exención impositiva previstos en el Decreto 621/2021 del Poder Ejecutivo Nacional.

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, a 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 2021, 2020 y 2019.

Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 2 de marzo de 2022 (ID 2860545) y acta de asamblea de accionistas de fecha 28 de abril de 2022 (ID 2884841).

Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 3 de marzo de 2021 (ID 2719171) y acta de asamblea de accionistas de fecha 30 de abril de 2021 (ID 2741892).

Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 4 de marzo de 2020 (ID 2585236) y acta de asamblea de accionistas de fecha 30 de abril de 2020 (ID 2607998).

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.ypluz.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: Macacha Güemes 515, Piso 3° (C1106BKK), 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.

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..

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.. 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.

La Sociedad podrá optar por calificar cada una de las clases o series de obligaciones negociables a emitirse bajo el Prospecto, 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 Prospecto.

Redondeo

Ciertas cifras que se incluyen en el presente Prospecto se presentan en millones de pesos para facilitar su presentación. Asimismo, las cifras de los estados financieros incorporados por referencia se presentan en miles de pesos. Los valores porcentuales incluidos en el presente Prospecto se han calculado en algunos casos sobre la base de las cifras mencionadas en enteros. 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 incorporan como referencia, o bien, que aparecen en el presente Prospecto.

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.

“AES A” 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

“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.

“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 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° 238/2022 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.

“Estadutos 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.

“FONINVE MEM” 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” “Foninve mem y Programas Similares” del Prospecto.

- “GAFI” corresponden al Grupo de Acción Financiera Internacional.
- “GE EFS” corresponden a GE EFS Power Investments B.V., a filia da de GE.
- “GE” corresponden indistintamente a cualquier sociedad subsidiaria y/o a filia da de General Electric Company.
- “Gobierno Argentino” corresponden al Gobierno de la República Argentina.
- “GW” corresponden a giga watts.
- “GWh” corresponden a giga watt 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 N° 26.190, y sus modificatorias, en especial la Ley N° 27.191.
- “Ley General de Sociedades” corresponden a la Ley General de Sociedades N° 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.

“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° 238/2022..

“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 MEyMN° 21/2016 del ex MEyM.

“Resolución N° 287” corresponden a la Resolución MEyMN° 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, que fue reemplazada por la Resolución N° 440/2021.

“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 generadoras de energía. Un GW es equivalente a 1.000 MW y un MW es equivalente a 1.000 kW.

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°20 celebrada el 28 de abril de 2021 reanudada con fecha 28 de mayo de 2021, y mediante Asamblea General Ordinaria y Especial de Acciones Clase B N°21 de fecha 19 de agosto de 2021. 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, éste 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.

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	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente

Patrick Leahy	Vicepresidente	Clase B	28 de mayo de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Mauricio Alejandro Martin	Director Titular	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Patricio Da Re	Director Titular	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Santiago Julián Fidalgo	Director Titular	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Noelia Soledad Chuman	Director Titular	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
John Dewar	Director Titular	Clase B	28 de mayo de 2021	31 de diciembre de 2023 ¹⁾	No independiente
Pedro Luis Kearny	Director Titular	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023 ¹⁾	No independiente
Ana Cecilia Patroni	Director Suplente	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
María Eugenia Bianchi Pintos	Director Suplente	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Carlos Alberto San Juan	Director Suplente	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Fernando Gómez Zanou	Director Suplente	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Gastón Marcelo Laville Bisio	Director Suplente	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Roberto Javier Arana	Director Suplente	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Cody Branden Castañeda	Director Suplente	Clase B	28 de mayo de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Gabriela Dietrich	Director Suplente	Clase B	19 de agosto de 2021	31 de diciembre de 2023	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*”.

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

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. *Patrick Leahy*, Pasaporte N° 651924122, es contador (CFA *Charterholder-Charter Financial Analyst*). El Sr. Leahy es director administrador y líder global de energía en GE Energy Financial Services (GE EFS). Bajo este rol, es responsable de liderar el equipo que ejecuta la unidad de inversiones en electricidad generada a gas a lo largo de Norteamérica, Europa, Asia, Oriente Medio, Norte de África y Turquía (MENAT), África Sub Sahariana y Latinoamérica. El Sr. Leahy se unió a GE EFS en 2006 y subsecuentemente ha tomado roles de distintas responsabilidades. Recientemente, ha actuado como líder ejecutivo de Estados Unidos, responsable de liderar el equipo que ejecuta más de \$1 mil millones en inversiones en energía convencional y renovable anualmente en los Estados Unidos. El Sr. Leahy cuenta con más de 20 años de experiencia en servicios de energía y financiera. Se inició en la industria de la energía como desarrollador de proyecto para Enron en Latinoamérica. Luego de lo cual proveyó servicios profesionales a múltiples corporaciones listadas en el Fortune 500 y World Resources Institute a los fines de catalizar una demanda corporativa de 1.000 MW de energía renovable. En este rol, el Sr. Leahy trabajó conjuntamente con compañías líderes a los fines de analizar, desarrollar y ejecutar exitosamente proyectos de energía renovables y estrategias. Su domicilio es Leandro Alem 882, piso 13, 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 áreas 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. *Santiago Julián Fidalgo*, DNI 16.580.802, CUIL 23-16580802-9, es Licenciado en Economía egresado de la Universidad Católica Argentina y Abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. Cuenta con diversos estudios de postgrado en las áreas de Finanzas, Calidad en la Gestión y Medio Ambiente en la Argentina y en el exterior. Desarrolló actividades docentes de grado y post grado en la Universidad Católica Argentina y en el CEARE de la Universidad de Buenos Aires, colaborando además con otras instituciones académicas. Trabaja desde 1987 en la industria de la energía, ocupando distintas posiciones en Astra C.A.P.S.A. y posteriormente en YPF S.A. Actualmente se encuentra a cargo del sector Gestión de Participadas, en la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sra. *Noelia Soledad Chuma*, DNI N° 92.815.870, CUIL N° 27-92815870-0, obtuvo su título de Contador Público Nacional en la UdeMM. Realizó cursos de especialización en la Universidad de Buenos Aires, IAE y Torcuato Di Tella. Actualmente se desempeña como Gte. Coordinación VP CFO. Anteriormente se ha desempeñado como Gerente de Administración y Control Operativo de YPF y ha desarrollado su carrera en diferentes áreas y funciones, como consultor senior en Repsol España, asesorando a compañías del grupo localizadas en Europa, América y Asia en la optimización de procesos administrativos, Líder de Mejora de Procesos Comerciales, Responsable de Administración Comercial, Responsable de BO Financiero, Consultor organizativo, entre otros, desde su ingreso a YPF en 2002. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *John Dewar*, Pasaporte N° 537000683, es contador (Chartered Accountant PWC London) y es graduado de la Universidad de Oxford. Desde el año 2016, el Sr. Dewar es Vicepresidente Senior y administrador de portafolio en *GE Energy Financial Services* (GE EFS) con sede en Londres. El Sr. Dewar ha administrado un portafolio de inversión de más de 3 GW para GE EFS en Europa. El Sr. Dewar se unió a GE EFS en el año 2009 y ha ejecutado inversiones por más de €700MM en activos de GE EFS vinculados a energías renovables y centrales térmicas. La experiencia previa del Sr. Dewar incluye gerenciar el equipo de adquisiciones de *BT Group* en España, Italia, Korea, Estados Unidos y *venture* corporativo, gerente de administración y operación tercerizada en *BT Group* y jefe de finanzas del área de ventas y marketing en *BT Openreach*, una compañía de *BT Group*. Previo a dicho rol, el Sr. Dewar construyó una vasta carrera en infraestructura en mercados emergentes y capital de inversión *venture* mientras trabajaba en *CDC Group* cuyas responsabilidades incluían nuevas inversiones en infraestructura e inversiones en Pakistán y Sri Lanka. Su domicilio es Leandro Alem 882, piso 13, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Pedro Luis Kearny*, DNI N° 29.502.789, CUIL N° 20-29502789-5, es contador público egresado de la Universidad Católica Argentina y cuenta con un *Master in Business Administration* de la Universidad Torcuato Di Tella. Ingresó a YPF en el año 2003 y

ha desarrollado su carrera en diferentes áreas y funciones de Recursos Humanos, Planificación y Control y Finanzas. Entre 2005 y 2008 estuvo expatriado en Madrid en la VP RR.HH. de Repsol y luego estuvo a cargo de áreas de planificación, organización y procesos, y compensaciones en RR.HH de YPF. En el año 2014 pasó a desempeñarse en la VP Financiera como Gerente de Planeamiento y Control de YPF y luego como Gerente de Departamento de Planeamiento y Control de Downstream. Actualmente ocupa el cargo de Gerente de Departamento de Planificación y Estructuración Financiera en la VP Financiera, donde recientemente participó en el canje de deuda internacional más relevante en la historia de YPF. Adicionalmente, es Director Suplente de CT Barragán S.A. desde abril de 2021. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Ana Cecilia Patroni*, DNI N° 24.333.060, CUIL N° 27-24333060-8, es ingeniera química egresada de la Universidad Nacional de Córdoba. Desarrolló su carrera profesional en la industria energética ocupando posiciones en operaciones, tecnología y gestión de proyectos. Entre el 2007 y 2014 se desempeñó como consultor senior en Shell Global Solutions Holanda, asistiendo a compañías del grupo localizadas en Europa, Medio Oriente y África en la optimización de operaciones, evaluación de tecnología y desarrollo de grandes proyectos de inversión. En el 2015 ingresó a YPF Tecnología como Principal Advisor en Refinación y Energías Renovables; posteriormente fue Gerente de desarrollo de productos para Downstream y Gerente del Centro de Excelencia de Analytics y Simulación. En el 2019 lideró la ingeniería conceptual del primer proyecto a gran escala de YPF para exportación de gas natural licuado; desde abril del 2021 se desempeña como Gerente de Innovación, Tecnología y Eficiencia Energética en YPF, Vicepresidencia de Gas y Energía. Su domicilio es Macacha Güemes 515, 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.

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.

El Sr. *Fernando Gómez 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. *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. *Roberto Javier Arana*, DNI N° 22.080.547, CUIL N° 20-22.080.547-7, es ingeniero industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires y cuenta también con un Master in Business Administration de la London Business School. Actualmente se desempeña como Gerente de Desarrollo de Negocios de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF. Ha desarrollado su carrera profesional como consultor de negocios en Hermes Management Consulting y ha ocupado en diversas posiciones de línea gerencial en empresas de primera línea. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Cody Branden Castañeda*, 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. *Gabriela Dietrich*, Pasaporte GA722132, es licenciada en administración de empresas egresada de la *Fundação Getulio Vargas* – Brasil con una especialización en servicios bancarios y financieros cursada en la *New York University*. La Srta. Dietrich se unió a General Electric en 2011 y ha coordinado el desarrollo y ejecución de la transacción estratégica en *project finance* dentro de las unidades de Energía, O&G y transporte en Brasil. Actualmente es responsable de supervisar los esfuerzos en el mercado de capitales a los fines de levantar capital de terceros y administrar los portafolios dentro de Latinoamérica. Previo a esta actividad, la Srta. Dietrich trabajó en ABN AMRO y Santander en el sector de banca de inversión. Su domicilio es Leandro Alem 882, piso 13, 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 de Negocio Eléctrico	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
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 Business 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 Martín, 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 Macacha Güemes 515, 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 es Macacha Güemes 515, 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 es Macacha Güemes 515, 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 Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

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 es Macacha Güemes 515, 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 Macacha Güemes 515, 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 Analyst*) 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 Macacha Güemes 515, 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 ingresó a YPF donde ocupó 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 Macacha Güemes 515, 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 Macacha Güemes 515, 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 Crítica 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 Macacha Güemes 515, 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. Ingresó 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 en la Gerencia de Negocio Eléctrico. Desde enero de 2021 se desempeña como Gerente Comercial de Central Térmica Dock Sud y Participadas. Su domicilio es Macacha Güemes 515, 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 Macacha Güemes 515, 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 es Macacha Güemes 515, 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 Macacha Güemes 515, 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 Business 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 es Macacha Güemes 515, 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 cumplimiento 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.

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	28 de abril de 2022	31 de diciembre de 2022
Marcela Inés Anchava	Síndico Titular	Clase A	28 de abril de 2022	31 de diciembre de 2022
Santiago Carregal	Síndico Titular	Clase B	28 de abril de 2022	31 de diciembre de 2022
Nicolás Perkins	Síndico Suplente	Clase A	28 de abril de 2022	31 de diciembre de 2022
Francisco Muruzeta	Síndico Suplente	Clase A	28 de abril de 2022	31 de diciembre de 2022
Diego Agustín Chighizola	Síndico Suplente	Clase B	28 de abril de 2022	31 de diciembre de 2022

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 & 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 Martín 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 Auditoría

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 French 3155, Piso 1° (C1425AWM), 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 2021 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., CUIT 30-52612491-6. 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 Rodríguez Barrios DNI N° 22.173.704, CUIT 20-22173704-1, ex socio de la firma Deloitte S.C. Todos ellos se encontraban matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Balance al	Firmado por	Estudio contable	Domicilio	Matriculado en
31 de diciembre de 2021	Diego O. 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 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 Rodríguez 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

Con fecha 28 de abril de 2022 se celebró la Asamblea General Ordinaria y Especial de Clases donde se resolvió por unanimidad (i) aprobar la designación del estudio Deloitte como auditor contable externo para el ejercicio 2022, dejándose constancia de que el Sr. Diego De Vivo será el Auditor titular, y el Sr. Fernando Gabriel del Pozo será el Auditor Suplente y (ii) diferir el tratamiento de la remuneración de Deloitte hasta la asamblea anual que resuelva sobre los estados financieros del ejercicio 2022.

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 2.483 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 un proyecto de generación fotovoltaica por un total de 100 MW de capacidad instalada, que cuenta con PPAs adjudicados o firmados y cuya operación comercial se estima comenzará a partir del primer semestre de 2023.

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 filia de General Electric (GE EFS) 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 informada que el 100% de las acciones emitidas por GE EFS fueron transferidas 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 de la Compañía incluyen turbinas de Ciclo Combinado, turbinas de Ciclo Abierto, turbinas de cogeneración y motores generadores. La Compañía cuenta a su vez, con cuatro parques de generación eólica y un parque solar que se encuentra en etapa de construcción. Las plantas y parques de energía en operación, como así también el proyecto solar en construcción 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 2021, los ingresos bajo Energía Base representaron un 21%, mientras que los ingresos bajo contrato representaron un 70%. En el ejercicio 2020, los ingresos bajo Energía Base representaron el 31% del total, mientras que los ingresos bajo contrato alcanzaron un 61%. 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, región sur oeste de Argentina, en la provincia de Buenos Aires, 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 once centrales térmicas y cuatro parques eólicos en operación, incluyendo su participación patrimonial en una planta (Central Dock Sud). La siguiente tabla muestra una breve descripción de las centrales térmicas y parques eólicos en operación.

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	enero de 2028
El Bracho TV	Provincia de Tucumán	199 MW	PPA con CAMMESA	Turbina de Vapor	Octubre 2020	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	90 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⁾
Motores Manantiales Behr	Provincia de Chubut	58 MW	PPA con YPF	Moto Generadores	Marzo 2021	Marzo 2041
Los Teros I ⁽¹⁰⁾	Provincia de Buenos Aires	123 MW	MATER	Eólica	Septiembre 2020	Varios contratos
Los Teros II ⁽¹⁰⁾	Provincia de Buenos Aires	52 MW	MATER	Eólica	Mayo 2021	Varios contratos
Cañadón Leon	Provincia de Santa Cruz	123 MW	CAMMESA/ MATER ⁽⁹⁾	Eólica	Diciembre 2021	Varios contratos
Total		2.483MW				

(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° 238/2022. Se encuentra contractualizada la venta de vapor con YPF

(6) Resolución N° 21/2016.

(7) Autogenerador distribuido.

(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.

(9) 100 MW corresponden a RenovAr 2.0, 2 MW a Res. N° 41 y 21 MW a MATER.

(10) La generación de este parque eólico está bajo más de 20 contratos de PPA con la industria privada. Los vencimientos de dichos contratos tienen una vigencia en promedio de 11 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 un parque solar fotovoltaico en la provincia de San Juan con una inversión total aproximada de US\$ 93 millones. La siguiente tabla muestra una breve descripción de los proyectos en construcción de la Compañía.

<u>Central Eléctrica</u>	<u>Ubicación</u>	<u>Capacidad Instalada</u>	<u>Compradores</u>	<u>Tecnología</u>	<u>COD Estimado</u>	<u>CAPEX Estimado</u>
Zonda	Provincia de San Juan	100 MW	MATER	Solar	1er semestre 2023	93 MUSD

La Compañía ha celebrado PPAs de largo plazo con CAMMESA para las centrales térmicas El Bracho TG, La Plata Cogeneración II y Loma Campana II y con YPF para las centrales térmicas La Plata Cogeneración II 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. 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 21 MW del parque eólico Cañadón León. El promedio de la vida residual de los PPAs, incluyendo los PPAs del proyecto en construcción, de la Compañía es aproximadamente de 10,7 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 parque eólico se ha utilizado el P50 de producción.

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 (Energía Base). 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° 238/2022 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. La Resolución N° 238/2022 de la Secretaría de Energía adecuó la remuneración establecida en la Resolución N° 440/2021 en aproximadamente un 40% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2022. 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. Adicionalmente la Compañía también genera y vende el vapor producido por la central térmica La Plata Cogeneración II a YPF bajo un contrato de suministro de 15 años de duración desde octubre 2020.

Las centrales térmicas de la Compañía son confiables y eficientes para el sector energético argentino. Las centrales térmicas Loma Campana I, Loma Campana II, Loma Campana Este y Motores, 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 es un Ciclo Combinado que posee una turbina de gas marca General Electric con una capacidad instalada de 274 MW y una turbina de vapor GE con una capacidad instalada de 199 MW. Esta central térmica comenzó su operación comercial en dos etapas, la turbina de gas en enero de 2018 y la turbina de vapor en octubre del 2020. El Bracho TG está ubicada en la Provincia de Tucumán y forma parte del Complejo Tucumán que también 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 central térmica La Plata Cogeneración se encuentra emplazada dentro del Complejo Industrial La Plata en la localidad de Ensenada, provincia de Buenos Aires. La unidad TG2 consiste en una turbina marca General Electric modelo 6F.03 acoplada a un generador sincrónico marca General Electric modelo A34 de potencia aparente nominal de 99.9 MVA y tensión de estator nominal de 11.5 kV, el cual está conectado al SADI a través de la barra de 33 kV que se vincula a la estación SE 193 ubicada dentro la Refinería La Plata. En cuanto al generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) genera 200 Tn/h de vapor con fuego adicional (alimentado por fuel gas de la refinería) en el HRSG y 140 Tn/h de vapor sin fuego adicional.

La central térmica Manantiales Behr se encuentra emplazada en la localidad de Manantiales Behr, provincia de Chubut. Está constituida por 5 (cinco) moto-generadores idénticos, marca WÄRTSILÄ 20V31SG, con una potencia nominal de 14.76 MVA. Cada unidad puede entregar una potencia máxima de 11.76 MW, totalizando una generación aproximada de 58.8 MW.

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.

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 oportunamente en sucesivas oportunidades por el Poder Ejecutivo. 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.

Mediante el Decreto 886/2021, el Gobierno Nacional resolvió extender por seis meses, hasta junio 2022, tanto la prohibición de despido como una doble indemnización para el caso de despidos sin causa justificada, estableciendo una compensación que disminuye gradualmente hasta la fecha indicada anteriormente.

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. Sin perjuicio de lo tal, al estallar 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.

Las medidas derivadas de la pandemia Covid-19 afectaron 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.

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.

Con fecha 31 de marzo de 2022, el Ministerio de Salud de la Nación, mediante la Resolución 705/2022, a raíz del avance de las coberturas de vacunación que permitieron lograr disminuir de manera considerable la incidencia de enfermedad grave y mortalidad del COVID-19, entre otras cuestiones, y considerando la situación epidemiológica y sanitaria, resolvió establecer las siguientes recomendaciones de cuidado generales para la prevención del COVID-19 y otras enfermedades respiratorias agudas: (i) continuar con el uso adecuado del barbijo, en espacios interiores, incluyendo los ámbitos laborales, educativos, sociales y transporte público; (ii) asegurar la ventilación de los ambientes; (iii) mantener la higiene adecuada y frecuente de las manos; y (iv) ante la presencia de síntomas, evitar el contacto con otras personas, no acudir a actividades laborales, sociales, educativas, lugares públicos y evitar el uso de transporte público. Asimismo, estableció dejar sin efecto tanto el distanciamiento social de dos (2) metros como también la obligatoriedad del autorreporte de síntomas en la aplicación “Cuidar”.

Adicionalmente, propusimos 4 objetivos básicos que nos propusimos en los que centramos como consecuencia del escenario COVID-19 descripto, como ser:

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, 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 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 2021.

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

- 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 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 2022, 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, cuatro parques eólicos, ubicándose uno de ellos entre los mejores en su tipo en términos de récords de generación. Por otra parte, tiene una cartera de proyectos renovables (que incluye proyectos de generación de energía solar, nuevos proyectos eólicos) 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 2021 registró un factor de carga de 59,9% (60,3% en 2020), ubicándolo como uno de los parques eólicos de mayor eficiencia mundial. Los Parque Eólico Los Teros I y II, que entraron en operación en septiembre 2020 y mayo 2021, registraron un factor de carga de 50,2% y 46,8% respectivamente, si bien se espera que sus factores de carga – promedio anual – sean de 55% y 57%. Asimismo, el Parque Eólico Cañadón León, que entró en operación a finales de diciembre 2021, se encuentra ubicado en áreas con condiciones de viento muy favorables, esperándose que alcance un factor de carga de 53%. Las plantas operativas y proyecto en construcción de la Compañía se encuentran ubicados en las regiones norte, cuyo, 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. 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 100 MW de capacidad en construcción, que se espera comiencen a operar comercialmente a partir del primer semestre 2023. Además, la Compañía posee una cartera amplia de proyectos térmicos y renovables los cuales se irán ejecutando en la medida que 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 la financiación 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 300 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 también cuentan con contratos de PPA de largo plazo en dólares estadounidenses por el 100% de su producción con YPF y diferentes clientes industriales, particularmente el Parque Eólico Cañadón León también cuenta con un PPA de largo plazo y en dólares estadounidenses con CAMMESA. Adicionalmente, la Compañía posee un parque solar en construcción cuyos ingresos se obtendrán de PPAs denominados en dólares estadounidenses con clientes industriales del sector privado. 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 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 2.483 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 100 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 8 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 2022-2026 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:

- Asegurar el crecimiento en forma sustentable, con rentabilidad y generación de valor; y
- Garantizar la solvencia financiera que permita aprovechar oportunidades de crecimiento.

Mercado y entorno:

- Afianzar la participación de mercado, con liderazgo en renovables;
- Generar soluciones energéticas integradas que permitan el desarrollo y aseguren la sostenibilidad de la compañía;
- Ser un proveedor confiable y eficiente en el abastecimiento de soluciones energéticas a YPF; y
- Ser referente del mercado de energía argentino y vector de la transición energética.

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.

Información de contacto

Nuestras principales oficinas administrativas están ubicadas en Macacha Güemes 515, Piso 3° (C1106BKK) 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.

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 2021, 2020 y 2019. Esta información debe leerse juntamente con nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 (los “Estados Financieros Consolidados Auditados”), que se encuentran publicados en la AIF bajo el ID N° 2860415, 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.

Síntesis de resultados

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

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Ingresos	42.022.697	21.416.226	16.113.915
Costos de producción	(20.076.631)	(10.013.353)	(7.701.253)
Resultado bruto	21.946.066	11.402.873	8.412.662
Gastos de administración y comercialización	(2.745.536)	(2.104.737)	(1.329.280)
Regularización de acreencias	-	-	611.025
Otros resultados operativos, netos*	2.163.167	2.068.351	173.126
Resultado operativo	21.363.697	11.366.487	7.867.533
Resultado por participación en sociedades	(249.803)	355.876	778.173
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros*	5.984.687	8.971.422	4.847.675
- Costos financieros	(12.731.772)	(10.986.205)	(6.907.836)
Resultados financieros, netos	(6.747.085)	(2.014.783)	(2.060.161)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	14.366.809	9.707.580	6.585.545
Impuesto a las ganancias	(8.048.674)	(3.796.932)	(2.358.969)
Resultado neto del ejercicio	6.318.135	5.910.648	4.226.576
Otros resultados integrales			
<i>Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>			
Diferencia de conversión de activos mantenidos para su disposición	-	149.205	341.812
Diferencia de conversión	16.034.582	19.358.365	15.527.668
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>			
Resultados por posición monetaria neta de los negocios conjuntos	2.756.042	1.365.095	-
Diferencia de conversión de los negocios conjuntos	(1.188.506)	(1.494.061)	-
Cambios en el valor razonable de instrumentos derivados, netos del efecto impositivo	64.398	(33.209)	(78.572)
Otros resultados integrales del ejercicio	17.666.516	19.345.395	15.790.908
Resultado integral total del ejercicio	23.984.651	25.256.043	20.017.484
Resultado del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	6.318.135	5.910.648	4.226.576
Resultado integral del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	23.984.651	25.256.043	20.017.484
Resultado neto por acción			
- Básico y diluido	1,686	1,577	1,128

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

Datos de los Estados de Situación Financiera

	31 de diciembre de 2021	31 de diciembre de 2020	31 de diciembre de 2019
ACTIVO	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	172.666.612	137.105.039	82.019.814
Activos intangibles	505.655	440.000	312.999
Activos por derecho de uso ¹	1.671.866	1.334.330	1.065.710
Inversiones en negocios conjuntos	7.332.158	5.410.422	4.064.410
Otros créditos	362.071	3.536.959	1.531.942
Activos por impuesto diferido, netos	1.228.603	557.598	-
Activos mantenidos para su disposición	-	-	7.540.543
Total del activo no corriente	183.766.965	148.384.348	96.535.418
Activo corriente			
Otros créditos	3.696.160	3.539.253	2.616.130
Créditos por ventas	11.219.351	9.082.345	6.857.677
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	944.879	3.741.094	2.448.153
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.989.141	14.296.594	14.700.487
Total del activo corriente	24.849.531	30.659.286	26.622.447
TOTAL DEL ACTIVO	208.616.496	179.043.634	123.157.865
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	8.411.982	8.411.982	8.411.982
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	86.367.472	62.382.821	37.126.778
TOTAL DEL PATRIMONIO	94.779.454	70.794.803	45.538.760
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	308.693	132.636	58.700
Pasivos por impuesto diferido, netos	13.400.498	10.333.778	5.687.365
Pasivos por arrendamientos	1.063.309	862.149	728.043
Préstamos	65.853.903	58.855.627	50.735.033
Otros pasivos financieros	-	5.962	10.430
Pasivos asociados con los activos mantenidos para su disposición	-	-	842.191
Total del pasivo no corriente	80.626.403	70.190.152	58.061.762
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	206.918	132.628	78.209
Impuesto a las ganancias a pagar	5.248.145	466.866	-
Remuneraciones y cargas sociales	985.975	458.161	267.461
Pasivos por arrendamientos	241.409	227.930	202.812
Préstamos	19.723.237	29.030.649	9.770.245
Otros pasivos financieros	7.064	75.843	9.824
Cuentas por pagar	6.797.891	7.666.602	9.228.792
Total del pasivo corriente	33.210.639	38.058.679	19.557.343
TOTAL DEL PASIVO	113.837.042	108.248.831	77.619.105
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	208.616.496	179.043.634	123.157.865

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		
	2021	2020	2019
EBITDA AJUSTADO ⁽¹⁾	30.282.899	16.531.601	11.521.361
Margen sobre EBITDA AJUSTADO ⁽²⁾	72,1%	77,2%	71,5%

(1) Calculamos el EBITDA AJUSTADO excluyendo de nuestro resultado neto las depreciaciones de propiedades, planta y equipo, de activos por derecho de uso y de activos intangibles, 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 ejercicio.

Conciliación de EBITDA AJUSTADO

El EBITDA AJUSTADO se calcula excluyendo del resultado neto del ejercicio las depreciaciones de propiedades, planta y equipo de activos por derecho de uso y de activos intangibles, 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		
	2021	2020	2019
EBITDA AJUSTADO	(Importes expresados en miles de pesos)		
Resultado neto del ejercicio	6.318.135	5.910.648	4.226.576
<i>Operaciones continuadas</i>			
Intereses ganados y otros*	(1.727.851)	(1.136.718)	(445.185)
–Intereses perdidos y otros	7.566.187	4.454.799	2.961.039
Otros ingresos financieros	(357.181)	(3.448.920)	(1.440.971)
Actualizaciones financieras	192.958	104.908	35.483
Otros egresos financieros	478.015	179.715	78.968
Diferencia de cambio (neta)	594.957	1.860.999	870.827
Depreciación de propiedades, planta y equipo, activos por derecho a uso y activos intangibles	9.169.005	4.809.238	2.875.655
Impuesto a las ganancias	8.048.674	3.796.932	2.358.969
EBITDA AJUSTADO	30.282.899	16.531.601	11.521.361

* 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 2021 y 2020. 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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)	
Préstamos corrientes	19.723.237	29.030.649
Préstamos no corrientes	65.853.903	58.855.627
Total Préstamos ⁽²⁾	85.577.140	87.886.276
Total Patrimonio	94.779.454	70.794.803
Total Capitalización ⁽¹⁾	180.356.594	158.681.079

⁽¹⁾Corresponde a la suma de préstamos corrientes, préstamos no corrientes y el patrimonio

⁽²⁾Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 corresponde 17.665.519 y 26.980.830 a préstamos garantizados, respectivamente.

Datos Operativos

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

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Factor de disponibilidad comercial* (%)			
Complejo Tucumán	81,6%	86,7%	82,3%
El Bracho TG	95,6%	98,4%	98,1%
El Bracho TV	96,1%	95,6%	-
Loma Campana I	21,6%	68,3%	77,7%
Loma Campana II	87,0%	92,0%	88,2%
Loma Campana Este	100%	100%	100%
La Plata Cogeneración I	76,6%	84,3%	78,2%
Parque Eólico Manantiales Behr	97,0%	99,2%	99,2%
Central Dock Sud ⁽¹⁾	83,4%	74,0%	68,1%
El Bracho TV ⁽²⁾	96,1%	95,6%	-
La Plata Cogeneración II ⁽³⁾	103,3%	10,3%	-
Parque Eólico Los Teros ⁽⁴⁾	92,8%	94,1%	-
Motores Manantiales Behr ⁽⁵⁾	98,8%	-	-
Generación Neta (GWh)			
Complejo Tucumán	3.239	4.022	3.710
El Bracho TG	1.989	480	137
El Bracho TV ⁽²⁾	1.403	182	-
Loma Campana I	200	629	715

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Loma Campana II.....	348	515	504
Loma Campana Este.....	51	42	45
La Plata Cogeneración I	799	875	820
Parque Eólico Manantiales Behr	508	518	527
La Plata Cogeneración II ⁽³⁾	577	5	-
Parque Eólico Los Teros ⁽⁴⁾	674	164	-
Motores Manantiales Behr ⁽⁵⁾	181	-	-
Parque Eólico Cañadón León ⁽⁶⁾	20	-	-
Total de ventas de energía	9.989	7.431	6.485
Central Dock Sud ⁽¹⁾	5.278	4.447	4.241
La Plata Cogeneración I (k Tn de vapor).....	1.459	1.687	1.599
La Plata Cogeneración II (k Tn de vapor).....	1.145	-	-
Total venta de vapor (k Tn vapor).....	2.604	1.687	1.599

(*) Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada.

(1) Generación por el 100% de la Central de la cual poseemos una participación indirecta del 30% de las acciones de Central Dock Sud. No incluye datos de generación en participaciones indirectas sobre la Central Térmica Vuelta de Obligado, Termoeléctrica San Martín y Termoeléctrica Manuel Belgrano

(2) Comenzó su operación comercial el 23 de octubre de 2020.

(3) Comenzó su operación comercial el 27 de octubre de 2020

(4) PELTI comenzó su operación comercial el 17 de septiembre de 2020 y PELTII comenzó su operación comercial el 14 de mayo de 2021.

(5) Comenzó su operación comercial el 27 de marzo de 2021.

(6) Comenzó su operación comercial el 22 de diciembre de 2021.

Cambios Significativos Posteriores al Cierre

Con fecha 3 de febrero de 2022, la Sociedad ejecutó la reapertura de la Obligación Negociable Clase IX, cuyo cupón del 3,5%, emitiendo la Obligación Negociable Adicional Clase IX por un monto de US\$ 10,9 millones a una tasa negativa efectiva del 0,26% denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos argentinos al tipo de cambio aplicable, con vencimiento en agosto de 2024 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 28 de febrero de 2022.

A su vez, la Sociedad emitió con fecha 3 de febrero de 2022 un Bono Verde (GBP por sus siglas en inglés) del ICMA (International Capital Market Association), mediante las Obligaciones Negociables Clase X, por un monto de US\$ 63,9 millones a una tasa fija del 5% denominado en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos argentinos al tipo de cambio aplicable, con vencimiento en 3 de febrero de 2032 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 3 de agosto de 2022.

Por último, con fecha 10 de febrero de 2022, se canceló la última cuota de capital e intereses del préstamo otorgado por un sindicato de Bancos a YGEN e YGEN II. Dicho préstamo permitió la construcción de las Centrales Térmicas Loma Campana II y el Ciclo Combinado de El Bracho. El monto total del préstamo, el cual fue bajo la modalidad de "project finance", fue de US\$ 219.500.000 y, al haberse cancelado en su totalidad, permitió liberar todas las garantías que implicaba y cancelar el instrumento de cobertura de tasa de interés. La cobertura de la tasa implicaba que dichas sociedades pagaron montos fijos sobre el valor nominal, con una tasa fijada en 1,947% y recibieron montos variables sujetos a la LIBOR a 3 meses.

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, Buenos Aires y Santa Cruz; (ii) proyecto de construcción de un parque solar fotovoltaico en la provincia de San Juan; y (iii) 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 2021 el cual es presentado en forma comparativa con los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2020 y 2019. Esta información debe leerse juntamente con nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.

Resumen de los Estados de Resultados Integrales Consolidados

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Ingresos	42.022.697	21.416.226	16.113.915
Costos de producción	(20.076.631)	(10.013.353)	(7.701.253)
Resultado bruto	21.946.066	11.402.873	8.412.662
Gastos de administración y comercialización	(2.745.536)	(2.104.737)	(1.329.280)
Regularización de acreencias	-	-	611.025
Otros resultados operativos, netos ⁽¹⁾	2.163.167	2.068.351	173.126
Resultado operativo	21.363.697	11.366.487	7.867.533
Resultado por participación en sociedades	(249.803)	355.876	778.173
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros ⁽¹⁾	5.984.687	8.971.422	4.847.675
- Costos financieros	(12.731.772)	(10.986.205)	(6.907.836)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	14.366.809	9.707.580	6.585.545
Impuesto a las ganancias	(8.048.674)	(3.796.932)	(2.358.969)
Resultado neto del ejercicio	6.318.135	5.910.648	4.226.576
Otros resultados integrales que no se reclasificaran a resultados en ejercicios posteriores	16.034.582	19.507.570	15.869.480
Otros resultados integrales que se reclasificaran a resultados en ejercicios posteriores	1.631.934	(162.175)	(78.572)
Otros resultados integrales del ejercicio	17.666.516	19.345.395	15.790.908
Resultado integral total del ejercicio	23.984.651	25.256.043	20.017.484

⁽³⁾ 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; y
- 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 2021. 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. 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 en 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 alto o bajo crecimiento dependiendo el año, como así también caída en los niveles de actividad económica y elevados niveles de inflación. En la última década particularmente, varios factores influyeron en la disminución del crecimiento, incluyendo varios años de caídas en el Producto Interno Bruto (“PIB”).

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 dicha 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, se observa una variación positiva de la actividad económica en el PIB del 10,3% para los doce meses del año 2021 con respecto al mismo período de 2020.

Argentina ha enfrentado y continúa experimentando presiones inflacionarias. Durante 2021, 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 50,9%, mientras que el índice de precios internos mayoristas (IPIM), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado del 51,3% durante dicho período. Durante 2020 el incremento de precios reflejado por el IPC fue del 36,1%, mientras que el IPIM tuvo un incremento del 35,4%. En 2019, el incremento del IPC había sido del 53,8%.

En términos de balanza comercial durante 2021, de acuerdo con el informe “Intercambio comercial argentino” elaborado por el INDEC, el saldo acumulado arrojó un superávit de USD 14.750 millones, lo cual representó un aumento del 17,7% con respecto al año anterior, que se explica por un aumento de las exportaciones en USD 23.050 millones o un 42% y de las importaciones en USD 20.828 millones o un 49,2%, comparadas contra el año anterior, respectivamente. Durante el año 2020 de acuerdo con estimaciones preliminares del INDEC, las cifras provisionales de Argentina arrojaron un superávit de USD 12.528 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 102,75 al 31 de diciembre de 2021, habiéndose incrementado aproximadamente un 22,1% desde su valor de 84,15 pesos por dólar al cierre de diciembre de 2020.

Organismos multilaterales

En relación con la deuda soberana, durante 2021 el Gobierno Nacional continuó con negociaciones con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) con el objetivo de lograr la sostenibilidad de su deuda externa pública, luego de haber alcanzado niveles de adhesión cercanos al 99% en relación con el canje de bonos en moneda extranjera concluido en 2020. En julio 2021, el Ministro de Economía de Argentina y representantes del FMI se reunieron para continuar con las discusiones sobre un nuevo programa acerca de los términos de la deuda tomada entre 2018 y 2019 bajo el actual Acuerdo Stand-by (“SBA” por sus siglas en inglés). Dichas negociaciones reflejaron progresos en asuntos que son trascendentales para el programa económico de Argentina, tales como la recuperación económica basada en la generación de empleo, crecimiento del valor agregado y estabilidad macroeconómica sustentable en el tiempo. El 22 de septiembre de 2021 Argentina pagó al FMI la primera cuota de capital bajo el SBA de US\$ 1.900 millones. El 28 de enero de 2022 Argentina efectuó un pago de US\$ 731 millones que debía realizar bajo el SBA. Adicionalmente, en dicha fecha, el Gobierno Nacional anunció que había llegado a un acuerdo con el FMI para refinanciar el SBA firmado en 2018, sin embargo, aún se desconocen las condiciones finales de dicho acuerdo. El FMI emitió un comunicado de prensa, anunciando que había llegado a un entendimiento sobre políticas claves como parte de las negociaciones con el gobierno argentino. Las principales áreas tratadas fueron las siguientes:

- Un sendero de consolidación fiscal que mejoraría en forma gradual y sostenible las finanzas públicas y reduciría la financiación monetaria como así también permitiría aumentar el gasto en infraestructura, ciencia y tecnología, y protegería programas sociales. Adicionalmente se evaluó una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, fundamental para mejorar la composición del gasto público.
- Un marco para la implementación de la política monetaria como parte de un enfoque multidimensional para abordar los constantes altos índices de inflación. Este marco tiene como objetivo generar tasas de interés positivas para respaldar el financiamiento interno y fortalecer la estabilidad.
- Asimismo, se acordó que el apoyo financiero adicional de los socios internacionales de Argentina ayudaría a reforzar la resiliencia externa del país y sus esfuerzos para asegurar un crecimiento más inclusivo y sostenible.

El 3 de marzo de 2022, el gobierno argentino y el FMI anunciaron que habían llegado a un acuerdo. Este Acuerdo a Nivel del Personal Técnico se basa en lo que se conoce como el Programa de Facilidades Extendidas del FMI (“Programa”), que incluye 10 revisiones que se realizarán trimestralmente durante dos años y medio. El primer desembolso se efectuaría tras la aprobación de dicho Programa por la junta del FMI. Los desembolsos restantes se realizarán después de cada revisión. El plazo de amortización de cada desembolso es de 10 años, con un período de gracia de cuatro años y medio, comenzando en 2026 y finalizando en 2034. Sin embargo, el FMI informó que este acuerdo aún estaba sujeto a la aprobación de la Junta directiva del FMI una vez que el Congreso Argentino aprobara el Programa.

El 17 de marzo de 2022, el Congreso, con la sanción de la Ley N° 27.668, promulgada por el Decreto N° 130/2022 aprobó las operaciones de crédito público contenidas en el Programa de Facilidades Extendidas celebrado entre el Poder Ejecutivo nacional y el FMI para la cancelación del Acuerdo Stand By celebrado oportunamente en 2018 y para apoyo presupuestario. Por su parte, el Directorio del FMI con fecha 25 de marzo de 2022 aprobó el Acuerdo de Facilidades Extendidas, que tiene como finalidad refinanciar el programa stand-by alcanzado en 2018.

Adicionalmente, el Ministerio de Economía acordó con el Club de París una nueva extensión del entendimiento alcanzado en junio de 2021, bajo el cual el Gobierno Nacional pagó un total de US\$ 430 millones a cuenta del capital de la deuda total en 2 partes: el 31 de julio de 2021 y el 28 de febrero de 2022. Respecto de los intereses devengados y no pagados, serán incluidos en la renegociación que se estima alcanzar antes del 31 de marzo de 2022. El 28 de julio de 2021, se realizó el primer pago por US\$ 230 millones. El nuevo acuerdo alcanzado con el Club de París incluye garantías financieras por parte del Club de París en respaldo al

programa de Facilidades Extendidas que tiene una duración de treinta meses, permitiéndole a la Argentina asegurar las fuentes financieras identificadas en el acuerdo con el FMI. Las garantías financieras otorgadas establecen que, durante la vigencia del programa, Argentina realizará pagos parciales a los miembros de Club de París de manera proporcional a los que efectúe a otros acreedores bilaterales, de acuerdo con los términos establecidos en el entendimiento de junio de 2021. A su vez, la República Argentina acordó con el Club de París a concluir el proceso de modificación definitiva del Acuerdo definido en la “Declaración Conjunta de 2014” antes del 30 de junio de 2022.

No podemos predecir el impacto del resultado de dichas negociaciones con el Club de París en la capacidad de Argentina (e indirectamente la nuestra) de acceder a los mercados de capitales internacionales. Asimismo, el impacto a largo plazo de estas medidas o cualquier medida tomada por el Gobierno Nacional en el futuro sobre la económica argentina continúa siendo incierto.

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. Cabe mencionar que, mediante el Decreto 886/2021, el Gobierno Nacional resolvió extender por seis meses, hasta junio 2022, tanto la declaración de emergencia pública en materia ocupacional, como también la prohibición de despido y una doble indemnización para el caso de despidos sin causa justificada, estableciendo una compensación que disminuye gradualmente hasta la fecha indicada anteriormente.

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.

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 de Chubut y la Ciudad de Córdoba y su aglomerado urbano de la Provincia de Córdoba.

Por otro lado, mediante los Decretos de Necesidad y Urgencia N° 520/2020 y 1033/2020, el Poder Ejecutivo Nacional estableció una 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. 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.

Asimismo, con fecha 31 de marzo de 2022, el Ministerio de Salud de la Nación, mediante la Resolución 705/2022, a raíz del avance de las coberturas de vacunación que permitieron lograr disminuir de manera considerable la incidencia de enfermedad grave y mortalidad del COVID-19, entre otras cuestiones, y considerando la situación epidemiológica y sanitaria, resolvió establecer las siguientes recomendaciones de cuidado generales para la prevención del COVID-19 y otras enfermedades respiratorias agudas: (i) continuar con el uso adecuado del barbijo, en espacios interiores, incluyendo los ámbitos laborales, educativos, sociales y transporte público; (ii) asegurar la ventilación de los ambientes; (iii) mantener la higiene adecuada y frecuente de las manos; y (iv) ante la

presencia de síntomas, evitar el contacto con otras personas, no acudir a actividades laborales, sociales, educativas, lugares públicos y evitar el uso de transporte público. Asimismo, estableció dejar sin efecto tanto el distanciamiento social de dos (2) metros como también la obligatoriedad del autorreporte de síntomas en la aplicación “Cuidar”.

No obstante lo aquí descripto, 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 Yacretá) 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.

Más 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. Durante 2021 los subsidios a CAMMESA, según las bases oficiales de presupuesto abierto, fueron de 695.831 millones de pesos, un 133% mayores que en 2020.

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.

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 N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APNJGM de fecha 17 de mayo de 2020.

Demanda y suministro de electricidad.

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 2021 el consumo de energía eléctrica alcanzó los 133.829 GWh. Esto significó un aumento de 5.3% respecto al año 2020 (127.080 GWh), llegando a niveles de demanda previos a la pandemia.

En el año 2021 la demanda residencial representó un 44% de la demanda total del sistema, los grandes usuarios un 27% y los usuarios comerciales e industriales pequeños (con una demanda inferior a los 300 KW medios por mes) un 27%, notándose una pequeña reducción en la demanda residencial debido al aumento de la demanda industrial.

La demanda residencial creció un 2% respecto al año 2020, los usuarios comerciales registraron un aumento del 5% y los grandes usuarios del MEM crecieron un 12% tras la recuperación de la caída del 2020.

Desde el punto de vista de la oferta, al 31 de diciembre de 2021, Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.989 MW, 2,5% o 1.038 MW más que en diciembre 2020. El 59% de la misma corresponde a fuentes de origen térmico, 25,2% a centrales hidroeléctricas, 11,6% a las energías renovables no convencionales (ERNC - eólico, solar, hidroeléctricas renovables y biocombustibles) y 4,1% a las centrales nucleares. Durante el año 2021 se incorporaron al sistema cerca de 1038 MW, principalmente de fuentes renovables (668 MW eólicos, 301 MW solar, 31 MW de biogás y biomasa y 1,5 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos),

La generación del año 2021 presentó un aumento del 5,7% respecto al año 2020, alcanzando los 141.801 GWh (134.177 GWh en 2020). Esto se debe principalmente a las exportaciones de energía al sur de Brasil, como consecuencia de la sequía que afectó al sur y centro de Brasil, noreste de Argentina y Uruguay (3.887 GWh) y al aumento de la demanda respecto al año 2020.

Por un lado, la generación térmica (63,5%) y la hidroeléctrica (17%, presentando una caída del 17,1% respecto a 2020 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 12,3% de la generación total del 2021, sin alcanzar el objetivo del 16% establecido en la Ley 27.191, y presentando un crecimiento del 37% respecto del 2020. Por último, la energía nuclear representó el 7,2%.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (71,3%), seguido por la solar (16,6%), la hidroeléctrica renovable (6,2%) y biocombustibles (5,9%). El factor de capacidad para cada tecnología fue del 47,4% para el eólico, 26,52% para las hidroeléctricas renovables, 28,6% para el solar y 92,6% los biocombustibles.

El gas natural es el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 82,4% del total durante el año 2021, disminuyendo su participación respecto al 89,7% del 2020. El consumo alcanzó los 16.339 MMm³ o 44,8 MMm³/d; un 0,29% superior al consumo durante el 2020. La generación térmica se completó con un consumo de combustibles líquidos y carbón que alcanzó los 9,6 MMm³/d de gas equivalente; un 90% más que el año 2020.

Durante el 2021, la oferta de energía se completó con cerca de 819 GWh importados de Uruguay (76,6%), Paraguay (18%) y Brasil (5,3%) de origen principalmente hidroeléctrico y renovable a bajo precio (colaborando con la reducción de costos del sistema eléctrico). Las importaciones disminuyeron en un 32% respecto a 2020. Asimismo, las exportaciones se fueron de 3849,8 GWh (98,6% a Brasil y 1,4% a Uruguay), un 24,6% mayores a las del año 2020.

Energía contractualizada a través de la celebración de PPA

La Compañía, a través de sus subsidiarias YGEN e YGEN II, resultó adjudicada a través de la Resolución N° 21/2016 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 de La Plata Cogeneración II de 90MW 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 473MW. Tanto el cierre de ciclo como la cogeneración cuentan con un PPA suscripto 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 en operación desde el mes de octubre de 2020.

En el segmento de autogeneración distribuida, la Compañía celebró contratos con YPF como consumidor, en el marco de la Resolución SE N° 269/2008 de la Secretaría 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. Bajo esta categoría se encuentran la Central Térmica Loma Campana I de 105 MW de potencia y la Central Térmica Manantiales Behr de 58 MW.

La Compañía también abastece a YPF de vapor, a través de sus plantas La Plata Cogeneración I y II, ambas ubicadas dentro de la Refinería La Plata de YPF. Por dichos suministros, la Compañía ha celebrado PPA con YPF en US\$ y a 15 años.

Asimismo, la Compañía ha firmado un contrato con YPF para autoabastecer físicamente la demanda de energía eléctrica de su Refinería La Plata a través de parte de la generación eléctrica de la planta La Plata Cogeneración I. Dicho contrato entró en vigencia en diciembre de 2021, finalizando el 4 de enero de 2033, coincidente con la fecha de finalización del contrato de abastecimiento de vapor de la mencionada planta de cogeneración. El excedente de generación de energía de la planta no se encuentra actualmente contractualizado.

La Compañía incursionó en la autogeneración aislada, con el 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, el cual se incrementó luego a 8 MW a partir del 21 de agosto de 2021, hasta la fecha de vigencia de 21 de diciembre de 2022. A su vez, YPF tiene derecho a rescindir el contrato a partir del mes 13 sin considerar indemnización alguna. 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.

En cuanto a los activos renovables, la Compañía ha celebrado contratos denominados en US\$ con Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista en el marco del Mercado a Término de Energías Renovables regido por la Res. N° 281/2017, respecto de los cuales considera que forman parte de los grupos económicos más solventes de Argentina, entre los que se encuentra YPF. Para abastecer a dicha demanda, la Compañía cuenta con la energía generada a través de sus tres parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros I y II, y 21,15 MW contratados del Parque Eólico Cañadón León. El promedio de la vida residual de estos PPAs es aproximadamente de 10,7 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%). Adicionalmente, la Compañía cuenta con un PPA con CAMMESA por 99 MW para el Parque Eólico Cañadón León adjudicados a través del Programa RenovAr Ronda 2.0, el cual cuenta con garantías del Banco Mundial.

De esta manera, la Sociedad considera como recurso clave la cartera de PPA que ha logrado celebrar, la cual le otorga:

- Ingresos provenientes de PPA de largo plazo y en US\$ con CAMMESA, cuya mayor proporción está asociado a la disponibilidad de potencia con que cuenta cada uno de sus activos y, los cuales presentaron una buena performance durante el año. A su vez, y en menor medida, el despacho de dichas centrales presentó ingresos adicionales que contribuyeron al total de los ingresos por venta de la Compañía.
- Ingresos provenientes de PPA de largo plazo y en US\$ con YPF, apuntando al objetivo estratégico de proveer a nuestro accionista de soluciones energéticas competitivas.
- Ingresos provenientes de PPA renovables para el abastecimiento energético de la industria, a través de la generación de nuestros parques eólicos, los cuales cuentan con factores de capacidad por encima de la media del mercado.

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 2021. 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 2020.

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.

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, la Resolución N° 440/2021 y actualmente reemplazada por la Resolución N° 238/2022 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°238/2022 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, depreciación de activos intangibles, sueldos y cargas sociales, otros gastos relacionados con el personal de planta, honorarios por servicios profesionales, costos de transporte, seguros, alquileres, 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 2021, 2020 y 2019.

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 2021, 2020 y 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 por el ejercicio 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.

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) 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 2021 y 2020 y 2019.

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 (35% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 30% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019). 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 tome probable la existencia de ganancias imponibles futuras que permitan recuperar dichos activos por impuesto diferido no reconocidos con anterioridad (adicionalmente, véase Nota 2.3.7 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2021).

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 de los ejercicios 2019 y 2020 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. El impacto correspondiente al ejercicio 2021 fue imputado en su totalidad en dicho ejercicio.

Resultados de las Operaciones

Resultados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

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

	2021	2020	2019
	(Porcentaje de ingresos)		
Ingresos	100,00%	100,00%	100,00%
Costos de producción	-47,78%	-46,76%	-47,79%
Resultado Bruto	52,22%	53,24%	52,21%
Gastos de administración y comercialización	-6,53%	-9,83%	-8,25%
Regularización de acreencias	-	-	3,79%
Otros resultados operativos, netos	5,15%	9,66%	1,07%
Resultado operativo	50,84%	53,07%	48,82%
Resultado por participación en sociedades	-0,59%	1,66%	4,83%
Resultados financieros, netos *	-16,06%	-9,41%	-12,78%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	34,19%	45,33%	40,87%
Impuesto a las ganancias	-19,15%	-17,73%	-14,64%
Resultado neto del ejercicio	15,04%	27,60%	26,23%

* 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	2021	2020	2019
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Energía Base	8.735.676	6.736.948	7.037.934
Ingresos bajo contrato	29.303.009	12.971.452	7.910.556
Ventas de vapor	3.702.782	1.383.735	1.109.936
Otros ingresos por servicios	281.230	324.091	55.489
	42.022.697	21.416.226	16.113.915

Ingresos	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
Por Cliente	2021	2020	2019
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		

CAMMESA ⁽¹⁾	28.685.183	14.914.117	12.010.183
YPF ⁽¹⁾	9.450.439	4.989.680	3.587.598
U.T. Loma Campana ⁽¹⁾	126.131	146.675	127.587
Profertil S.A. ⁽¹⁾	849.770	369.820	119.587
Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A.	244.762	134.095	70.061
Toyota Argentina S.A.	414.069	164.421	63.749
CT Barragán ⁽¹⁾	172.493	128.818	35.564
CAF S.A.	108.737	165.845	-
Holcim Argentina S.A.	699.876	118.678	-
Otros	1.271.237	284.077	99.586
	42.022.697	21.416.226	16.113.915

(1) Sociedades relacionadas

Ingresos

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

Los ingresos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron de \$ 42.022,7 millones, lo que representa un aumento del 96,2% en comparación con los \$ 21.416,2 millones correspondientes al 2020. 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 contratos de abastecimiento de energía a largo plazo (PPA) por \$ 16.331,6 millones, lo que representa un incremento del 125,9%, debido principalmente a:

- **Central Térmica El Bracho:** En primer lugar, se debe considerar la entrada en operación del Proyecto Cierre de Ciclo de la Central Térmica durante el cuarto trimestre de 2020, con el cual se dio inicio al PPA bajo Res. N° 287/2017, contando de esta forma con nuevos ingresos por potencia y energía. Además, el incremento de los volúmenes de generación fue del 412,5%, gracias a la entrada en operación de la TV, la cual incrementó la eficiencia de la planta favoreciendo su despacho. Adicionalmente, la potencia disponible de la central se incrementó un 52,4%.
- **Parques Eólicos Los Teros I y II:** Los Teros I entró en operación hacia finales del tercer trimestre de 2020 y Los Teros II entre mediados de mayo y principios de junio de 2021.
- **Parque Eólico Manantiales Behr:** se vio una caída en la generación por mayores restricciones de despacho en la red de transmisión a la cual se encuentra vinculado el parque como consecuencia del nuevo ingreso de generación en el área.
- **Parque Eólico Cañadón León:** Entró en operación comercial en diciembre de 2021.
- **Loma Campana I:** tanto la disponibilidad comercial como la generación disminuyeron durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 por 68,4% y 68,2%, respectivamente debido a una falla registrada en el supercore e IPT que mantuvo a la máquina fuera de servicio desde el 21 de enero de 2021 hasta mediados de mayo de 2021. El 15 de julio de 2021 la unidad salió nuevamente de servicio de forma intempestiva y a fines de diciembre de 2021 la situación se regularizó. A la fecha de emisión del presente prospecto, la planta se encuentra funcionando con regularidad.
- **Loma Campana II:** tanto la energía como la potencia resultaron menores en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 con respecto al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 debido a falla en el supercore que dejó fuera de operación a la máquina desde diciembre de 2020, entrando nuevamente en servicio el 24 de enero de 2021. Adicionalmente, condiciones de mercado de costo y cupo de gas limitaron su despacho.
- **Loma Campana Este:** La energía vendida se incrementó 20,2%, principalmente como consecuencia de una mayor demanda de YPF S.A. En contrapartida, la potencia contratada disminuyó con respecto al año anterior.
- **La Plata Cogeneración I:** Tuvo un incremento de los ingresos por ventas de energía y vapor por el mantenimiento programado realizado en los meses de mayo y junio de 2020. Adicionalmente, en diciembre de 2021, la Secretaría de Energía autorizó a YPF Energía Eléctrica S.A. el cambio de categoría de agente del MEM desde la condición Generador a la de Autogenerador, iniciando un nuevo contrato con YPF S.A. con precio denominado en dólares estadounidenses.
- **La Plata Cogeneración II:** Entró en operación comercial el 27 de octubre de 2020.

Los factores operativos indicados han sido acompañados por un incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación del 34,8% registrada entre períodos, impactando en los precios nominados en dólares estadounidenses.

Mayores ingresos de Energía Base por \$ 1.998,7 millones, lo que representa un incremento de 29,7%.

En este sentido, el Complejo de Generación Tucumán experimentó una caída en la generación y la disponibilidad comparado con el año anterior principalmente por el Mantenimiento Mayor realizado en la planta de San Miguel de Tucumán, quedando fuera de servicio la turbina de vapor desde el 27 de marzo de 2021 hasta el 5 de septiembre de 2021 y la TG01 hasta el 10 de diciembre de 2021. Además, hubo un menor requerimiento del sistema que afectó el despacho del complejo.

En relación con La Plata Cogeneración I, tanto la energía, como la disponibilidad fueron menores en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 con respecto al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. La afectación en agua de alimentación para producir vapor terminó impactando tanto en la energía, como en la disponibilidad y en la producción de vapor, teniendo en cuenta que se priorizó el abastecimiento en La Plata Cogeneración II para concluir los ensayos pendientes.

En contrapartida a la caída en los volúmenes de generación y disponibilidad, tal como se ha mencionado anteriormente, la Resolución N° 238/2022 de la Secretaría de Energía adecuó la remuneración establecida en la Resolución N° 440/2021 en aproximadamente un 40% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2022.

Asimismo, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 se registró un aumento de \$ 1.376,1 millones por reconocimiento de costos de combustible y otros costos de producción comparado con 2020, principalmente por el comienzo de las operaciones de La Plata Cogeneración II y el incremento del precio de gas en virtud del Plan Gas.

Mayores ingresos por ventas de vapor por \$ 2.319,0 millones, lo que representa un incremento del 167,6%, provenientes de la Central La Plata Cogeneración I y II y por mayores precios de venta expresados en pesos argentinos por la devaluación del ejercicio. Este aumento se ve levemente compensado por la entrada en vigencia en el mes de diciembre de 2021, del nuevo contrato con YPF S.A. en la Central La Plata Cogeneración I, que genera un ingreso por venta de vapor menor al del contrato anterior, debido a que no se genera un costo por el gas provisto por YPF S.A.

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 64,0%, 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 \$ 301,0 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.

Costos de Producción

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

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		
	2021	2020	2019
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	8.968.345	4.653.075	2.802.383
Depreciación de activos por derecho de uso	80.259	98.103	39.643
Amortización de activos intangibles	29.233	-	-
Materiales y útiles de consumo	402.756	190.052	134.233
Alquileres	6.060	2561	943
Honorarios y retribuciones por servicios	14.617	3.662	19.862
Otros gastos al personal	42.646	22.068	47.209
Conservación, reparación y mantenimiento	1.456.535	649.353	328.271
Seguros	735.918	333.358	163.973
Sueldos y cargas sociales	1.657.080	966.569	590.608
Contrataciones de obras y otros	229.833	408.296	245.670
Transporte, producto y carga	953.300	754.573	673.738
Combustible, gas, energía y otros	5.457.191	1.919.007	2.421.554
Impuestos, tasas y contribuciones	29.624	11.682	11.607
Publicidad y propaganda	7	-	-
Diversos	13.227	994	221.559
Total	20.076.631	10.013.353	7.701.253

Nuestro costo de producción representó el 47,8%, 46,8% y 47,8% de nuestros ingresos por ventas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Los costos de producción correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$ 20.076,6 millones, un 100,5% superior a los \$ 10.013,4 millones correspondientes al 2020, motivado principalmente por:

- Incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo en \$ 4.315,3 millones debido fundamentalmente a la entrada en operación a partir del tercer trimestre 2020 de los Parques Eólicos Los Teros I y II, la nueva planta de Cogeneración en La Plata, la turbina de vapor de El Bracho y la Central Térmica Manantiales Behr, con el consecuente inicio de la depreciación

de los proyectos. Asimismo, ha influido la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.

- Incremento en las compras de combustible, gas, energía y otros por \$ 3.538,2 millones, por el comienzo de las operaciones de La Plata Cogeneración II y al incremento del precio del gas en virtud del Plan Gas. Esto se ve levemente compensado por la entrada en vigencia del contrato con YPF S.A., mencionado previamente, ya que desde diciembre de 2021 ya no se generan gastos por compra de gas a ser refacturados por las ventas de La Plata Cogeneración I a YPF S.A.
- Incremento de sueldos y cargas sociales y de otros gastos de personal por \$ 711,1 millones principalmente por los incrementos salariales otorgados.
- Incremento en los costos de conservación, reparación y mantenimiento y en contrataciones de obras y otros por \$ 628,7 millones, por el incremento general de precios de la economía, así como también a los nuevos activos en operación, principalmente el Parque Eólico Los Teros.
- Incremento en los seguros por \$ 402,6 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 correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a \$ 10.013,4 millones, un 30,0% 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.

Gastos de Administración y comercialización

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

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		
	2021	2020	2019
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	20.679	8.924	4.631
Depreciación de activos por derecho de uso	70.489	49.136	28.998
Materiales y útiles de consumo	15.234	6.659	6.466
Gastos bancarios	11.290	4.374	5.159
Alquileres	9.332	6.667	5.611

Honorarios y retribuciones por servicios	159.302	135.221	80.308
Otros gastos al personal	236.885	144.968	84.511
Conservación, reparación y mantenimiento	20.291	11.433	1.871
Seguros	7.069	914	87
Sueldos y cargas sociales	972.140	646.293	375.975
Contrataciones de obras y otros	239.332	135.929	-
Transporte, producto y carga	8.194	157	-
Provisión para deudores de dudoso cobro	-	-	48.772
Impuestos, tasas y contribuciones	928.029	941.317	646.658
Publicidad y propaganda	26.873	5.791	5.494
Diversos	20.397	6.954	34.739
Total	2.745.536	2.104.737	1.329.280

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$ 2.745,5 millones, con un incremento del 30,4% comparado con los \$ 2.104,7 millones registrados en el año 2020, debido principalmente al incremento de gastos de personal y contrataciones de servicios de sistemas.

Los otros resultados operativos, netos corresponden principalmente a los intereses comerciales reconocidos por CAMMESA, recupero de siniestros y a multas contractuales, parcialmente compensado por la provisión por obsolescencia de materiales. En relación con el recupero de siniestros, con fecha 31 de marzo de 2021 la subsidiaria Y-GEN II y Allianz Argentina Cía. de Seguros S.A. ("Allianz") arribaron a un acuerdo conciliatorio mediante el cual ésta última el 15 de abril de 2021 abonó una indemnización única, total y definitiva por la demora en el inicio comercial del cierre de ciclo del El Bracho (demora en COD) provocado por el hundimiento del barco que transportaba equipamiento necesario para dicho proyecto. Cabe destacar además que dicha subsidiaria no presentó a Allianz reclamo alguno por el daño físico a la carga del buque.

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.

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. Durante los ejercicios 2020 y 2021 no se produjeron eventos que requirieran la regularización de acreencias.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos, netos al 31 de diciembre de 2021 corresponden principalmente a los intereses comerciales reconocidos por CAMMESA, recupero de siniestros y a multas contractuales, parcialmente compensado por la provisión por obsolescencia de materiales. En relación con el recupero de siniestros, con fecha 31 de marzo de 2021 la subsidiaria Y-GEN II y Allianz Argentina Cía. de Seguros S.A. ("Allianz") arribaron a un acuerdo conciliatorio mediante el cual ésta última el 15 de abril de 2021 abonó una indemnización única, total y definitiva por la demora en el inicio comercial del cierre de ciclo del El Bracho (demora en COD) provocado por el hundimiento del barco que transportaba equipamiento necesario para dicho proyecto. Cabe destacar además que dicha subsidiaria no presentó a Allianz reclamo alguno por el daño físico a la carga del buque.

Los otros resultados operativos, neto al 31 de diciembre de 2020 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.

Resultado operativo

El resultado operativo correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$ 21.363,7 millones debido a los factores descriptos anteriormente, un 88,0% superior en comparación con el resultado operativo de \$ 11.366,5 millones correspondiente al 2020.

El resultado operativo correspondiente al ejercicio 2020 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.

Resultado por participación en sociedades

Los resultados por participación en sociedades correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron una pérdida de \$ 249,8 millones, lo que representó una disminución del 170,2% en comparación al año anterior, debido a los menores resultados reportados por nuestra sociedad relacionada Inversora Dock Sud, sociedad controlante de Central Dock Sud (CDS). La variación se debe principalmente a que CDS registró durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 una significativa pérdida en la línea "Resultados financieros" debido principalmente al efecto de ajuste por inflación contable. Cabe destacar igualmente la mayor energía generada y disponibilidad con respecto al mismo período del año anterior dado que durante 2020 se realizó un mantenimiento en el ciclo combinado, el cual fue seguido de una falla en la TG 09, quedando la unidad fuera de servicio hasta el 16 de julio de 2020. En el mismo sentido, ha tenido un impacto favorable el incremento del 29% otorgado para las transacciones desde el mes de febrero de 2021, en virtud de la Resolución 440/2021.

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

Resultados financieros, netos

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

Los resultados financieros, netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 representaron una pérdida de \$ 6.747,1 millones, en comparación con la pérdida de \$ 2.014,8 millones correspondientes al mismo período de 2020. La variación se explica principalmente por:

- Una ganancia generada durante 2020 de \$ 3.448,9 millones en otros ingresos financieros por las operaciones con inversiones en títulos valores realizadas, mientras que durante 2021 ascendieron a \$ 357,2 millones; y,
- Una mayor pérdida por intereses netos por \$ 2.520,3 millones debido principalmente a que, con motivo de la habilitación comercial de los proyectos, ha finalizado la capitalización de intereses financieros de acuerdo con lo requerido por las NIIF y adicionalmente debido a mayores intereses en pesos por estar denominados en moneda extranjera.

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.

Impuesto a las ganancias

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al presente ejercicio fue una pérdida de \$ 8.048,7 millones, en comparación con la pérdida \$ 3.797,9 millones correspondiente a 2020. La variación se debe principalmente al incremento del resultado antes de impuesto a las ganancias, al incremento de la tasa legal de impuesto a las ganancias establecido por la Ley N° 27.630 promulgada en el mes de junio de 2021 y con efecto para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021 inclusive, que impactó tanto al impuesto corriente como al impuesto diferido, y al efecto del ajuste por inflación fiscal sobre activos y pasivos monetarios. Por otro lado, esta variación fue parcialmente compensada por un menor pasivo diferido originado por el efecto del ajuste por inflación fiscal sobre el rubro “Propiedades, Planta y Equipo”, en comparación con la conversión contable de dicho rubro.

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.

Resultado neto

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue una ganancia de \$ 6.318,1 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de \$ 5.910,6 millones generada en el año anterior.

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.

Otros resultados integrales

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

Los otros resultados integrales correspondientes al presente ejercicio fueron positivos en \$ 17.666,5 millones, en comparación con los \$ 19.345,4 millones positivos registrados por este concepto durante 2020. 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 en menor medida de la variación del valor razonable de los instrumentos de cobertura de caja de nuestras sociedades controladas Y-GEN e Y-GEN II.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue una ganancia de \$ 23.984,7 millones, en comparación con la ganancia de \$ 25.256,0 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

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.

Liquidez y Recursos de Capital

Indicadores

Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

	Al 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Liquidez corriente ⁽¹⁾	0,75	0,81	1,36
Solvencia ⁽²⁾	0,83	0,65	0,59
Inmovilización del capital ⁽³⁾	0,88	0,83	0,78
Rentabilidad ⁽⁴⁾	7,6%	10,2%	11,9%

(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 2021, el Grupo mantenía un capital de trabajo negativo de \$ 8.361,1 millones, como consecuencia del financiamiento de la construcción de nuevos activos de generación que a la fecha del presente se encuentran en operación en su mayoría. El Grupo estima que el flujo proveniente de la generación de sus activos operativos permitirá financiar dicho capital de trabajo negativo. Asimismo, el Grupo cuenta con diferentes fuentes de financiamiento en caso de ser necesario contar con fondos adicionales para hacer frente a sus necesidades de corto plazo.

La deuda financiera (préstamos) total en circulación al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 fue de \$ 85.577,1 millones, \$ 87.886,3 millones y \$ 60.505,3 millones, respectivamente, que consta de préstamos de corto plazo (incluyendo la parte corriente de préstamos a largo plazo) por \$ 19.723,2 millones, \$ 29.030,6 millones y \$ 9.770,2 millones respectivamente, y préstamos de largo plazo por \$ 65.853,9 millones, \$ 58.855,6 millones y \$ 50.735,0 millones al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, 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 registrasen 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, debía 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, con fecha 9 de diciembre de 2021, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7416, prorrogando el punto 3.5.8 de las normas de Exterior y Cambios para quienes registren vencimientos de capital programados hasta el 30 de junio de 2022. En el caso de vencimientos de capital programados entre el 1 de enero de 2022 y el 26 de enero de 2022, el plan de refinanciación debería haberse presentado ante el BCRA antes del 27 de diciembre de 2021. En virtud de la Comunicación “A” 7466, la presentación del plan de refinanciación resulta aplicable para aquellos endeudamientos financieros con el exterior que registren vencimientos de capital programados hasta el 31 de diciembre de 2022.

El Grupo no anticipa impactos negativos por la prórroga de esta última comunicación, dado que lo indicado precedentemente no resultará de aplicación cuando: (i) los vencimientos de capital correspondan a endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos; (ii) endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos; o (iii) endeudamientos originados a partir del 1° de enero de 2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de capital que ya han sido refinanciados según los parámetros definidos en el plan de refinanciación.

Los siguientes cuadros presentan información de nuestro flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
2021	2020	2019

Flujo de efectivo de las actividades operativas	29.421.909	12.233.931	7.395.103
Flujo de efectivo de las actividades de inversión	(9.137.929)	(11.700.448)	(22.915.630)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(28.121.988)	(4.409.305)	16.165.324
(Disminución) Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(7.838.008)	(3.875.822)	644.797
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	2.530.555	3.450.735	9.375.548
Efectivo y equivalentes de efectivo de activos mantenidos para su disposición	-	21.194	(21.194)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	14.296.594	14.700.487	4.701.336
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	8.989.141	14.296.594	14.700.487

Principales variaciones en la Generación y Aplicación de Fondos

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los \$ 29.421,9 millones, un 140,5% superior a la del ejercicio anterior. Este incremento de \$ 17.188,0 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones y amortizaciones) de \$ 14.357,0 millones y por la erosión del capital de trabajo de \$ 2.830,9 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 9.137,9 millones durante el presente ejercicio, un 21,9% menor al año anterior, con un nivel de inversiones en activos fijos que totalizaron \$ 12.791,9 millones (incluyendo los anticipos a proveedores) lo que representa un menor nivel de inversiones con respecto al año anterior debido a la finalización de proyectos desde el tercer trimestre de 2020 como se ha detallado previamente. Asimismo, durante el presente ejercicio los ingresos netos por operaciones con títulos valores ascendieron a \$ 357,2 millones mientras que durante el ejercicio 2020 alcanzaron \$ 3.448,9 millones.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó un total de \$ 28.122,0 millones, lo que representa un aumento del 537,8%, en relación a los fondos aplicados durante el 2020. Esta variación se debe principalmente a un aumento de los fondos aplicados a la cancelación de préstamos y de intereses y otros costos financieros por \$ 47.937,2 millones y \$ 1.757,7 millones, respectivamente. Este efecto fue parcialmente compensado por una mayor toma de préstamos por \$ 26.096,8 millones.

Adicionalmente en este ejercicio, debido a la revaluación de los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo nominados en dólares estadounidenses, y producto de la devaluación registrada del 22,1%, dichos saldos se incrementaron en \$ 2.530,6 millones.

La aplicación neta de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de \$ 8.989,1 millones al 31 de diciembre de 2021. Asimismo, los préstamos del Grupo alcanzaron los \$ 85.577,1 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 23,0 % del total.

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.

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.

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.

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. La siguiente tabla establece nuestros compromisos con respecto al capital de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2021, 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	4.496.233	15.227.004	61.693.491	4.160.412	85.577.140

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 2021:

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⁾	1.149,2	233,1	276,2	500,0	139,9
Servicios de O&M ⁽³⁾	297,4	48,1	117,1	88,4	43,9
Otros pasivos ⁽⁴⁾	178,0	164,6	2,8	2,5	8,1
Total	1.625,0	446,1	396,1	590,9	191,9

- (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 marzo de 2022. 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 2021.
- (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 2021.

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 \$ 85.577,1 millones y \$ 87.886,3 millones, incluidos los intereses devengados (a largo y corto plazo de la deuda) al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 respectivamente. Hemos acordado, entre otros, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre nuestros activos.

En cumplimiento con lo dispuesto en el punto 1 de la Comunicación “A” 7230 del BCRA, con fecha 9 de abril de 2021 la Sociedad logró refinanciar el 60% del vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase I requerido por las normas vigentes, aceptando todas las ofertas de la opción Par por aproximadamente US\$ 45,3 millones, que consistía en el canje del 100% de las Obligaciones Negociables Clase I por las Obligaciones Negociables Clase VI, y en aproximadamente US\$ 14,7 millones, que corresponden al 83,16% del total de las nuevas ofertas en efectivo recibidas.

Consecuentemente, con fecha 16 de abril de 2021 la Sociedad emitió la nueva ON Clase VI por un valor nominal de US\$ 60 millones a una tasa fija del 10,24% con vencimiento en abril de 2023 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 16 de julio de 2021.

El saldo remanente de la ON Clase I no canjeado fue cancelado a su vencimiento con sus respectivos intereses devengados.

Posteriormente, con fecha 20 de mayo de 2021 la Sociedad emitió Obligaciones Negociables adicionales Clase IV por un monto de US\$ 16,9 millones a una tasa fija del 0% denominadas en dólares y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en octubre de 2022 e intereses pagaderos trimestralmente a partir de julio de 2021. Asimismo, en la misma fecha se emitió una nueva ON Clase VII por un valor nominal de 1.755 millones de pesos a una tasa Badlar más 4,5% con vencimiento en mayo de 2022 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 20 de agosto de 2021.

Con fecha 30 de agosto de 2021 la Sociedad emitió Obligaciones Negociables adicionales Clase VIII por un monto de US\$ 36,9 millones a una tasa fija del 0% denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos argentinos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en agosto de 2022. Asimismo, en la misma fecha se emitió una nueva ON Clase IX por un valor nominal de US\$

27,7 millones pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en febrero (33%), mayo (33%) y agosto (34%) de 2024 que devengan interés a una tasa fija del 3,5% e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 30 de noviembre de 2021. Aproximadamente US\$ 11 millones y US\$ 13,6 millones de las mencionadas ONs Clase VIII y IX respectivamente, fueron integradas en especie mediante la entrega de ONs Clase III de la Sociedad.

La Sociedad evaluó para cada una de las refinanciaciones de las Obligaciones Negociables Clase I y III previamente mencionadas si las condiciones eran sustancialmente diferentes, considerando para ello tanto aspectos cualitativos (por ejemplo, moneda, plazo y tasa) como cuantitativos (si el valor presente de los flujos de efectivo descontados bajo las nuevas condiciones, incluyendo cualquier comisión pagada neta de cualquier comisión recibida, y utilizando para hacer el descuento la tasa de interés efectiva original, difiere al menos en un 10% del valor presente descontado de los flujos de efectivo que todavía resten de los pasivos financieros originales). En base a dicho análisis, la Sociedad no ha reconocido ninguna de las refinanciaciones como una extinción de acuerdo con la NIIF 9 “Instrumentos financieros”.

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 2021, 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, el cual fue dado de baja desde el día 6 de septiembre de 2021, fecha en que CAMMESA notificó a la aseguradora la liberación de la póliza debido a la habilitación comercial obtenida el 22 de mayo de 2021 y (v) US\$ 42.768.000 para Cañadón León, el cual fue dado de baja desde el día 23 de diciembre de 2021, fecha en que CAMMESA notificó a la aseguradora la liberación de la póliza debido a la habilitación comercial obtenida el 22 de diciembre de 2021. 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 Covid 19 en las obras. Para más detalles, por favor consultar la sección Información sobre la emisora - Activos de generación de energía de la Sociedad.

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.

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 2021, 2020 y 2019.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:

Inversiones de Capital	2021		2020		2019	
	En miles de pesos	(%)	En miles de pesos	(%)	En miles de pesos	(%)
Energía						
Centrales eléctricas y parques eólicos	12.544.659	86,6%	13.694.470	94,9%	22.337.973	91,64%
Materiales y repuestos	1.907.991	13,2%	732.076	5,1%	2.003.827	8,22%
Otros	30.069	0,2%	7.918	0,1%	33.086	0,14%
Total	14.482.719	100%	14.434.464	100%	24.374.886	100%

Desinversiones

No hemos hecho ninguna desinversión significativa en los últimos tres años.

Acuerdos fuera de balance

A la fecha del presente Prospecto, no tenemos ningún acuerdo significativo 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 2021 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.

Asimismo, en los contratos de préstamos firmados durante el ejercicio 2021, 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.

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 79% y 67% del total de ingresos de la Compañía en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 2021 representaron el 21% de los ingresos, cabe destacar que con fecha 21 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 440/2021 que modifica los criterios de remuneración establecidos en la Resolución 31/2020 en aproximadamente un 29% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2021. El 18 de abril de 2022 se publicó la Resolución N° 238/2022 donde se reemplaza la Resolución N° 440/2021

y se actualiza la remuneración a aproximadamente un 40% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero 2022.

Gastos de emisión

Los principales gastos relacionados con la emisión y colocación de las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa consisten en las siguientes categorías: (i) comisión de los colocadores; (ii) honorarios de los auditores de la Emisora, de los asesores legales de la Emisora y de los colocadores; y (iii) aranceles a pagar a la CNV y mercados organizados donde se listen las Obligaciones Negociables.

Hechos Posteriores

Con fecha 21 de abril de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 238/2022 de la Secretaría de Energía mediante la cual se adecúa la remuneración establecida en la Resolución N° 440/2021 en aproximadamente un 30% y un 10% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2022 y junio de 2022, respectivamente.

FACTORES DE RIESGO

Invertir en las obligaciones negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente 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 seriamente y adversamente afectados por cualquiera de estos riesgos. El precio de negociación de las obligaciones negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente 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. 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 2021, el monto de nuestra deuda senior garantizada asciende a US\$ 100 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 obligaciones negociables. 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 podrían 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 Régimen de Emisor Frecuente no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora.

La calificación otorgada a las obligaciones negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente 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 14 de abril de 2021, S&P Global Ratings ("S&P") ratificó la calificación de las obligaciones negociables no garantizadas (*Senior Unsecured*) de la Compañía, en escala internacional de CCC+. 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 2021 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 incurrir en 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 2021 el IPC aumentó 50,9%, mientras que el IPIM aumentó en 51,3%. 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 2020 y 2021 pueden verse afectadas durante 2022. Entre otras variables, el crecimiento de la tasa de interés de Argentina (la tasa Badlar promedió 29,9% durante 2020 y un 34,13% durante 2021), el peso argentino ha experimentado una devaluación del 40,49% durante el período diciembre 2019-diciembre 2020 y del 22,11% durante el período diciembre 2020-diciembre 2021. A su vez, hubo una variación negativa de la actividad económica en el PBI del 11,8% en 2020, mientras que durante el 2021 el PBI acumuló un aumento del 10,3% principalmente debido a las consecuencias ocasionadas por la pandemia COVID-19. Por su parte el riesgo país de Argentina al 31 de diciembre de 2021 se incrementó en un 23% respecto de la misma fecha de 2020 llegando a niveles de 17.097 a 16 de abril de 2022.

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 soberana 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. 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 cual 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 tenía como objetivo central la recuperación económica del país y cuyas principales proyecciones serán 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 virtud de que el Congreso de la Nación no aprobó una nueva ley de presupuesto durante el 2021, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 882/2021, mediante el cual estableció que a partir del 1° de enero de 2022 rigen, en virtud de lo establecido por el artículo 27 de la Ley de Administración Financiera y de los Sistemas de Control del Sector Público Nacional N° 24.156 y sus modificatorias, las disposiciones de la Ley N° 27.591 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2021, sus normas modificatorias y complementarias. Dicha decisión fue adoptada con el objeto de asegurar la continuidad y eficiencia de los servicios mínimos y esenciales a cargo de la jurisdicciones y entidades de la Administración Nacional, para lo cual se prorrogó los recursos, fuentes financieras y créditos vigentes al cierre del Ejercicio 2021.

En caso de 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 logró una renegociación de la deuda externa de Argentina con el FMI, a través de la sanción de la Ley N° 27.668, promulgada por el Decreto N° 130/2022, que aprobó las operaciones de crédito público contenidas en el Programa de Facilidades Extendidas celebrado entre el Poder Ejecutivo nacional y el FMI para la cancelación del Acuerdo Stand By celebrado oportunamente en 2018 y para apoyo presupuestario. Por su parte, el Directorio del FMI con fecha 25 de marzo de 2022 aprobó el Acuerdo de Facilidades Extendidas, que tiene como finalidad refinanciar el programa stand-by alcanzado en 2018. Adicionalmente, el Ministerio de Economía acordó con el Club de París una nueva extensión del entendimiento alcanzado en junio de 2021. Dicho acuerdo alcanzado incluye garantías financieras por parte del Club de París en respaldo al programa de Facilidades Extendidas que tiene una duración de treinta meses, permitiéndole a la Argentina a asegurar las fuentes financieras identificadas en el acuerdo con el FMI. Las garantías financieras otorgadas establecen que, durante la vigencia del programa, Argentina realizará pagos parciales a los miembros de Club de París de manera proporcional a los que efectúe a otros acreedores bilaterales, de acuerdo con los términos establecidos en el entendimiento de junio de 2021. A su vez, la República Argentina acordó con el Club de París a concluir el proceso de modificación definitiva del Acuerdo definido en la “Declaración Conjunta de 2014” antes del 30 de junio de 2022.

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 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 continúe 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. El 25 de marzo de 2022 el Directorio del FMI aprobó el acuerdo para extender dichas facilidades.

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 a delante 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 reestructuración, 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 representan 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 a aquellas en el Clasificador Económico del Gasto.

No podemos asegurar el impacto del resultado que las negociaciones con el FMI y el Club de París tendrán 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.

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 a cerca 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.

Efectos negativos por causa del conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania

El conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania ha tenido y probablemente seguirá teniendo un impacto significativo en los precios de las materias primas, especialmente en los precios internacionales del petróleo crudo y del gas, los cuales han aumentado significativamente desde febrero 2022. Además, el conflicto ha impulsado sanciones del mundo occidental a Rusia, que pueden aumentar y potencialmente derivar en una escasez de materias primas y de productos básicos, lo que a su vez podría generar mayores niveles de inflación en las economías e interrupciones en la cadena de suministro en general, y particularmente en el sector energético, lo que en consecuencia podría derivar en dificultades para abastecer el mercado local.

Debido a las incertidumbres inherentes a la magnitud y duración de estos eventos y sus efectos directos e indirectos, no es posible estimar razonablemente el impacto que este conflicto armado tendrá en la economía mundial y sus mercados financieros, en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

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 2021 y 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 N° 230/2020 se fijaron derechos de exportación para determinados productos agroindustriales e industriales. Asimismo, a través de los Decretos N° 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 del Decreto N° 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 N° 1126/2017 que, para cada posición arancelaria, estuviera vigente a la fecha del dictado del Decreto N° 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 N° 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 alcanzó 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 \$84,15 por cada dólar estadounidense, evidenciando una depreciación del 40% respecto del tipo de cambio 2019. Al 31 de diciembre de 2021, el tipo de cambio era de \$102,75 por cada dólar estadounidense, evidenciando una depreciación del 22% respecto del tipo de cambio 2021. 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 remediación 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 2021 aproximadamente el 10% 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 2021 aproximadamente 10% de nuestras obligaciones de deuda devengan intereses basados en las tasas LIBOR más un diferencial. Actualmente existe un esquema de transición para reemplazar las tasas IBOR que se dará entre 2022 y 2023. Si el método para el cálculo de las tasas LIBOR cambia, 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 funcionen 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 1° 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. El BCRA 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. 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, con fecha 9 de diciembre de 2021, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7416, prorrogando el punto 3.5.8 de las normas de Exterior y Cambios para quienes registren vencimientos de capital programados hasta el 30 de junio de 2022. En el caso de vencimientos de capital programados entre el 1 de enero de 2022 y el 26 de enero de 2022, el plan de refinanciación debería

haberse presentado ante el BCRA antes del 27 de diciembre de 2021. En virtud de la Comunicación “A” 7466, la presentación del plan de refinanciación resulta aplicable para aquellos endeudamientos financieros con el exterior que registren vencimientos de capital programados hasta el 31 de diciembre de 2022.

El impacto que la normativa cambiaria podría tener en la política y la economía argentina es incierto. Para más información sobre las restricciones cambiarias, 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 puedan 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 N° 26.456; N° 26.563; N° 26.729; 26.896; N° 27.200; N° 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 N° 27.541), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social por el plazo de un año. 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 Decreto N° 260/2020 amplió la emergencia pública en materia sanitaria establecida por la Ley N° 27.541 en virtud de la pandemia declarada por la OMS en relación con el COVID-19 por el plazo de un año. El Decreto N° 167/2021 prorrogó el Decreto N° 260/20, hasta el 31 de diciembre de 2021. El decreto N° 867/21 (BO 24/12/21) prorrogó la emergencia sanitaria declarada en el N° 260/20 hasta el 31 de diciembre de 2022.

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 modificó la Resolución N° 1/2019 y 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. La Resolución N° 1/19, modificada por la Resolución N° 31/2020, sólo estableció los criterios de remuneración vigentes para la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato. La Resolución N° 440/2021 de la Secretaría de Energía adecuó la remuneración establecida en la Resolución N° 31/2020 en aproximadamente un 29% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2021. La resolución N° 238/2022 de la Secretaría de Energía adecuó la remuneración establecida por la Resolución N° 440/2021 en aproximadamente un 40% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero 2022.

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 Argentinos*” 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.

A través de la Resolución 12/21 la Secretaría de Energía estableció las condiciones de remuneración de la generación de energía en el MEMSTDF con las adaptaciones necesarias de acuerdo a las características particulares del mismo, a efectos de equiparar el tratamiento de la generación de energía eléctrica en el ámbito del MEMSTDF con relación a esa generación en el ámbito del MEM. A través de la Resolución 440/21, la Secretaría de Energía sustituyó algunos anexos de la Resolución 31/2020 y estableció que para

el mercado eléctrico mayorista del sistema de tierra del fuego (MEMSTDF) se aplicará el esquema de remuneración de la generación habilitada térmica (GHT) allí establecido, con las adaptaciones de acuerdo con la metodología y con los valores de remuneración definidos en dicha medida.

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), mantendrían 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–. 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 Kw 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.

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.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N° 27.541) sancionada por el Congreso de la Nación en diciembre 2019 facultó al Poder Ejecutivo Nacional 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, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

En el marco de la Ley N° 27.541, el Poder Ejecutivo Nacional dictó: (i) el Decreto 277/20 a través del cual se dispuso la intervención del ENRE y se le impuso al Interventor la obligación de realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética; (ii) el Decreto 543/20 a través del cual prorroga el plazo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 desde su vencimiento, y por un plazo adicional de CIENTO OCHENTA (180) días corridos.; (iii) el Decreto 1020/20 determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública; y estableció que el plazo de la renegociación no podría exceder los DOS (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la presente medida, debiendo suspenderse hasta entonces, los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, atento existir razones de interés público.

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 se vio 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 vio mermado sus ingresos y ello dificulta que pueda continuar pagando la totalidad de los créditos a las generadoras.

Mediante la Resolución N° 40/2021, la Secretaría de Energía estableció el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones para las deudas mantenidas con CAMMESA y/o con el MEM de las Distribuidoras de Energía Eléctrica agentes del MEM acumuladas al 30 de septiembre de 2020 y el Régimen Especial de Créditos para aquellas Distribuidoras de Energía Eléctrica que siendo agentes del MEM no registren deuda con CAMMESA y/o con el MEM o sean consideradas dentro de valores razonables.

A través de la Resolución N° 371/2021 (BO 30/04/2021), la Secretaría de Energía estableció la aplicación del “Régimen Especial de Regularizaciones de Obligaciones” en los acuerdos a los que adherirán los Agentes Distribuidores del MEM conforme los siguientes criterios: 1) se podrá reconocer hasta un monto máximo equivalente a una factura media mensual del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020, por el mantenimiento de tarifas establecido en la Ley 27.541; 2) se determinará un reconocimiento equivalente a un valor máximo de dos (2) facturas medias mensuales del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020, a las políticas implementadas en beneficio de la demanda durante la vigencia del Decreto N° 311 de fecha 24 de marzo de 2020 por el período comprendido entre el 1° de marzo de 2020 al 31 de diciembre de 2020 y 3) se determinará un monto máximo a ser reconocido equivalente a una (1) factura media mensual del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020 para el Plan de Inversiones presentado en el Régimen de la Resolución 371/21

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.

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.

A través del Decreto 543/2020 el Poder Ejecutivo Nacional prorrogó el plazo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 desde su vencimiento, y por un plazo adicional de CIENTO OCHENTA (180) días corridos.

Mediante el Decreto 1020/20 el Poder Ejecutivo Nacional determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública; y estableció que el plazo de la renegociación no podrá exceder los DOS (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la presente medida, debiendo suspenderse hasta entonces, los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, atento existir razones de interés público.

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 Resolución N° 281/2017 fue modificada por las Resoluciones 230/19, 551/2021 y 14/2022 de la Secretaría de Energía.

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 diverso sobre las operaciones de los proyectos afectados y un efecto material diverso sobre la situación patrimonial de la Compañía. Actualmente, nuestros proyectos Manantiales Behr, Los Teros I, Los Teros II y Cañadón Leon tienen una prioridad de despacho de 99 MW, 175 MW y 23 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 a parejada 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 de recho 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 excentuadas 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 despedidos 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. A su 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. A su 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 (iii) 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.

Posteriormente, por los Decretos Nros. 576/20, 605/20, 641/20, 677/20, 714/20, 754/20, 792/20, 814/20, 875/20, 956/20, 1033/20, 67/21 y 125/21 se dispusieron, según el territorio, distintas medidas que dieron origen al “distanciamiento social, preventivo y obligatorio”, en adelante “DISPO”, hasta el 12 de marzo del 2021, inclusive. El Decreto N° 167/21 prorrogó la emergencia sanitaria dispuesta por la Ley N° 27.541 y ampliada por el Decreto N° 260/20, hasta el 31 de diciembre de 2021. Mediante el Decreto N° 867/21 se prorrogó la emergencia sanitaria hasta el 31 de diciembre de 2022.

Con fecha 31 de marzo de 2022, el Ministerio de Salud de la Nación, mediante la Resolución 705/2022, a raíz del avance de las coberturas de vacunación que permitieron lograr disminuir de manera considerable la incidencia de enfermedad grave y mortalidad del COVID-19, entre otras cuestiones, y considerando la situación epidemiológica y sanitaria, resolvió establecer las siguientes recomendaciones de cuidado generales para la prevención del COVID-19 y otras enfermedades respiratorias agudas: (i) continuar con el uso adecuado del barbijo, en espacios interiores, incluyendo los ámbitos laborales, educativos, sociales y transporte público; (ii) asegurar la ventilación de los ambientes; (iii) mantener la higiene adecuada y frecuente de las manos; y (iv) ante la presencia de síntomas, evitar el contacto con otras personas, no acudir a actividades laborales, sociales, educativas, lugares públicos y evitar el uso de transporte público. Asimismo, estableció dejar sin efecto tanto el distanciamiento social de dos (2) metros como también la obligatoriedad del autorreporte de síntomas en la aplicación “Cuidar”.

Sin perjuicio de un cese de efecto sobre el DISPO, el que puede ser repuesto por el Gobierno Nacional en cualquier momento, 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 2021 el 68% de los ingresos por producir energía se canalizan a través de CAMMESA bajo el Régimen de Energía Base, ingreso por combustible y transporte 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 el PPA de nuestro proyecto 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 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 un proyecto en construcción, el cual una vez finalizado, aumentará 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 llame 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 donde se desarrollan las construcciones de nuestros proyectos han dictado ciertas medidas que podrían demorar el curso de las obras. Entre ellas, algunas jurisdicciones impusieron 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, redujeron 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 2021, los ingresos derivados bajo contrato representaron el 70% de nuestros ingresos. Al 31 de diciembre de 2021, nuestros PPAs de las plantas operativas tenían un plazo de vida promedio de aproximadamente 13 años y nuestros PPAs para proyectos en construcción tenían un plazo de vida promedio de aproximadamente 5 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 del parque solar en construcción en el marco de PPAs celebrados con grandes usuarios del MATER. Sin embargo, tras la finalización de nuestro parque 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 obligamos 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 90,8%, 92,9% y el 96,8% de sus ingresos para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, 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 encontraran en cesación de pagos o iniciaran 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 rescisión 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 y diverso 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 alguna pandemia 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 la 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 \$ 8.435.000.000 (equivalente a 100 millones de “unidades móviles”, conf. art. 84 de la ley, de acuerdo a lo establecido por la Resolución N° 35/2022 de la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Desarrollo Productivo el valor de la unidad móvil para el año 2022 será de \$83,45) y; (iii) cumplido ello, no se registre una de las excepciones establecidas, que básicamente serían: 1) “first landing” y 2) “de minimis” (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 \$ 1.669.000.000 (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 \$ 5.007.000.000 (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.

A través de la Resolución 35/2022, la Secretaría de Comercio Interior actualizó el Valor de la Unidad Móvil definida, en el artículo 85 de la Ley N° 27.442, en la suma de pesos ochenta y tres con cuarenta y cinco centavos (\$ 83,45).

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 \$16.690.000.000, 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 \$62.587.500 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 ocasionado 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 resultado 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, Resolución N° 440/2021 y Resolución N° 238/2022.

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 potencia 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° 238/2022. 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 un proyecto, de generación 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 un parque de generación fotovoltaica por un total de 100 MW, en la Provincia de San Juan, que tendrán por destino abastecer el MATER de energía renovable. 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.

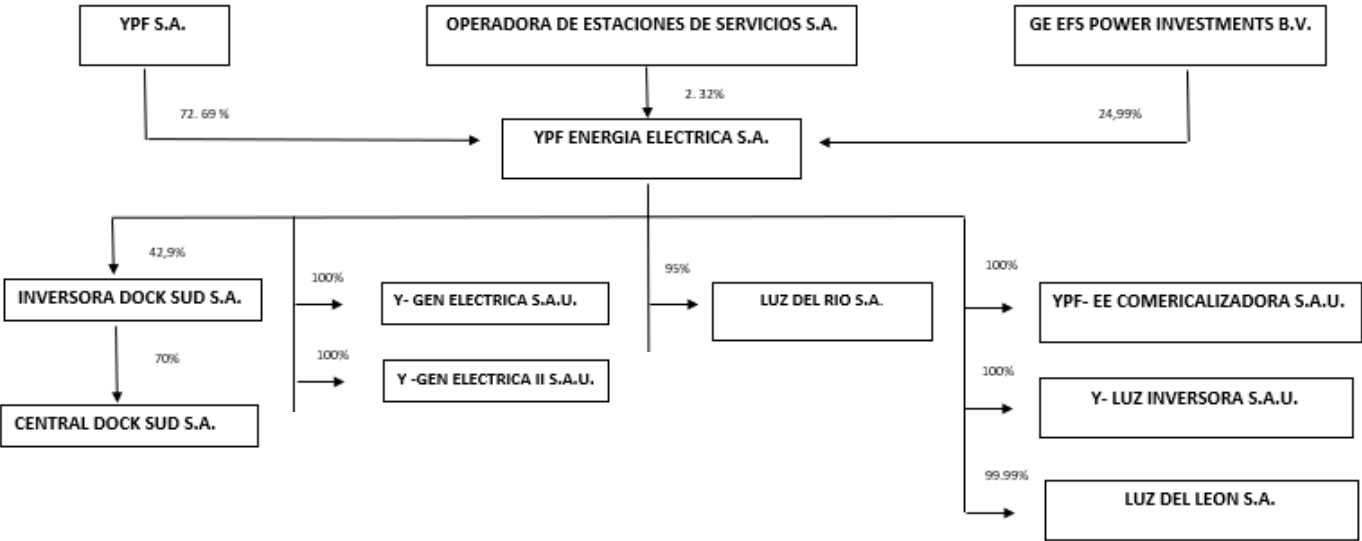
En 2020, la Sociedad accedió al mercado de capitales por un monto total de US\$ 100 millones a través de obligaciones negociables dólar linked. El 24 de junio de 2020 la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Clase III bajo el Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones) por un monto máximo de hasta US\$ 1.500.000.000 (o su equivalente en otras monedas). 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 Simples (No Convertibles en Acciones) por un monto máximo de hasta US\$ 1.500.000.000 (o su equivalente en otras monedas). 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.

En 2021, la Sociedad accedió al mercado de capitales por un monto total de US\$ 141 millones a través de obligaciones negociables dolares, dólar linked y en pesos. El 16 de abril de 2021 la Sociedad refinanció bajo las normativas del BCRA parcialmente la Obligación Negociable Clase I, emitiendo las Obligaciones Negociables Clase VI bajo el Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables. La colocación alcanzó los US\$ 60 millones, a una tasa fija de 10,24%, con vencimiento en abril de 2023 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 16 de julio de 2021. Con fecha 20 de mayo de 2021, la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Adicionales Clase IV y Obligaciones Negociables Clase VII bajo el Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables. Las colocaciones de las ON Clase IV y VII alcanzaron los US\$ 16.9 millones y \$ 1.755 millones, a una tasa fija de 0% y Badlar + 4,5%, con vencimientos en octubre de 2022 y mayo 2022 respectivamente. Los intereses son pagaderos trimestralmente. Con fecha 30 de agosto de 2021, la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Clase VIII y Obligaciones Negociables Clase IX bajo el Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables. Las colocaciones de las ON Clase VIII y IX alcanzaron los US\$ 36.9 millones y US\$ 27.7 millones, a una tasa fija de 0% y 3,5%, con vencimientos en agosto de 2022 y agosto 2024 respectivamente. Los intereses son pagaderos trimestralmente.

En febrero de 2022 la Sociedad comenzó la construcción de la primera etapa del Parque Solar Zonda, ubicado en el departamento de Iglesia, provincia de San Juan. En esta primera etapa se construirán 100 MW sobre estructuras de seguimiento a un eje (E-O), la subestación del parque y la Línea de Alta Tensión que lo vinculara con el SADI e implica la instalación de aproximadamente 170.000 paneles solares que permitirán generar energía por más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER.

Estructura Societaria y Accionaria

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

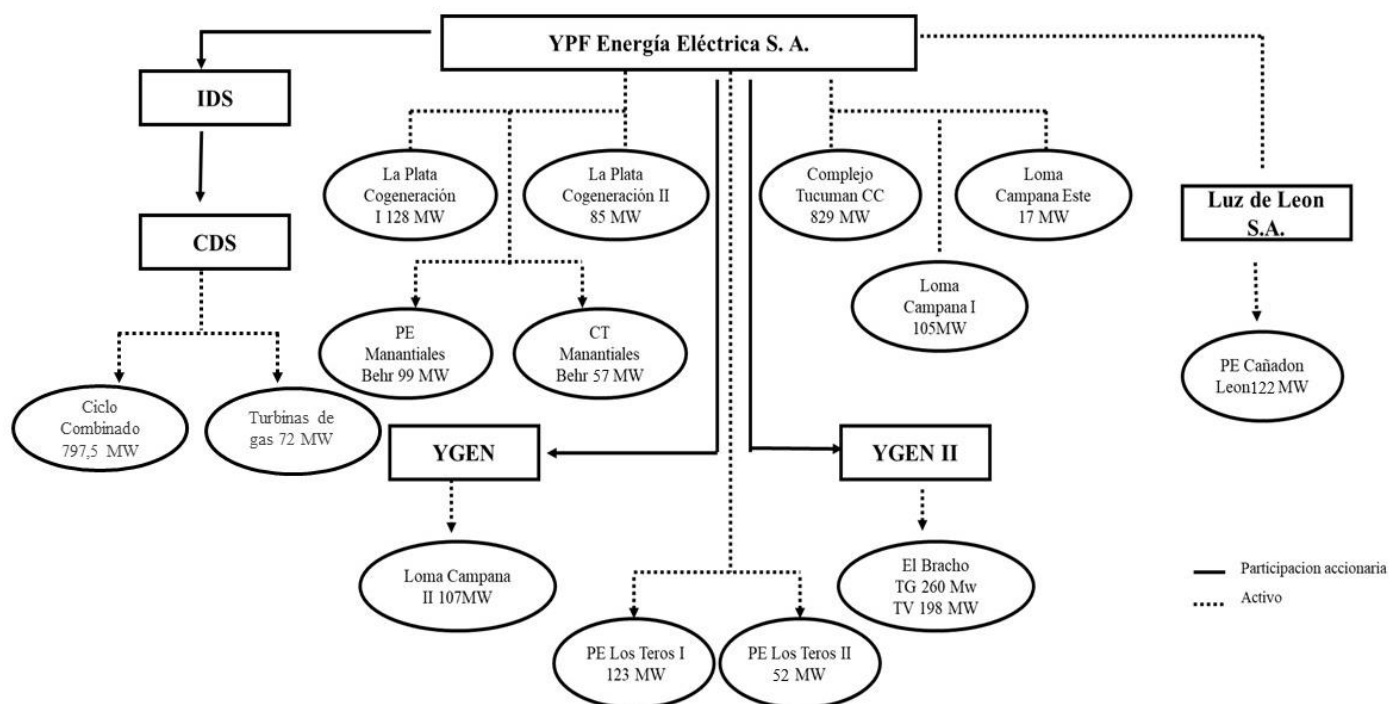


(1) ENEL Américas S.A. posee el 57,1% restante de Inversora Dock Sud S.A.
(2) Pan American Sur S.A. posee el 19,5%, YPF S.A. el 10,24% en Central Dock Sud S.A., Enel Argentina S.A. el 0,25% y el PPP el 0,0026%.
(3) Y- Luz Inversora S.A.U. posee el 0,01% de las acciones de Luz del León S.A. y el 5% de las acciones de Luz del Río S.A.

Activo fijo

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

(1)	(3)
90	
(2)	
58	(3)
	123



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 8 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 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.

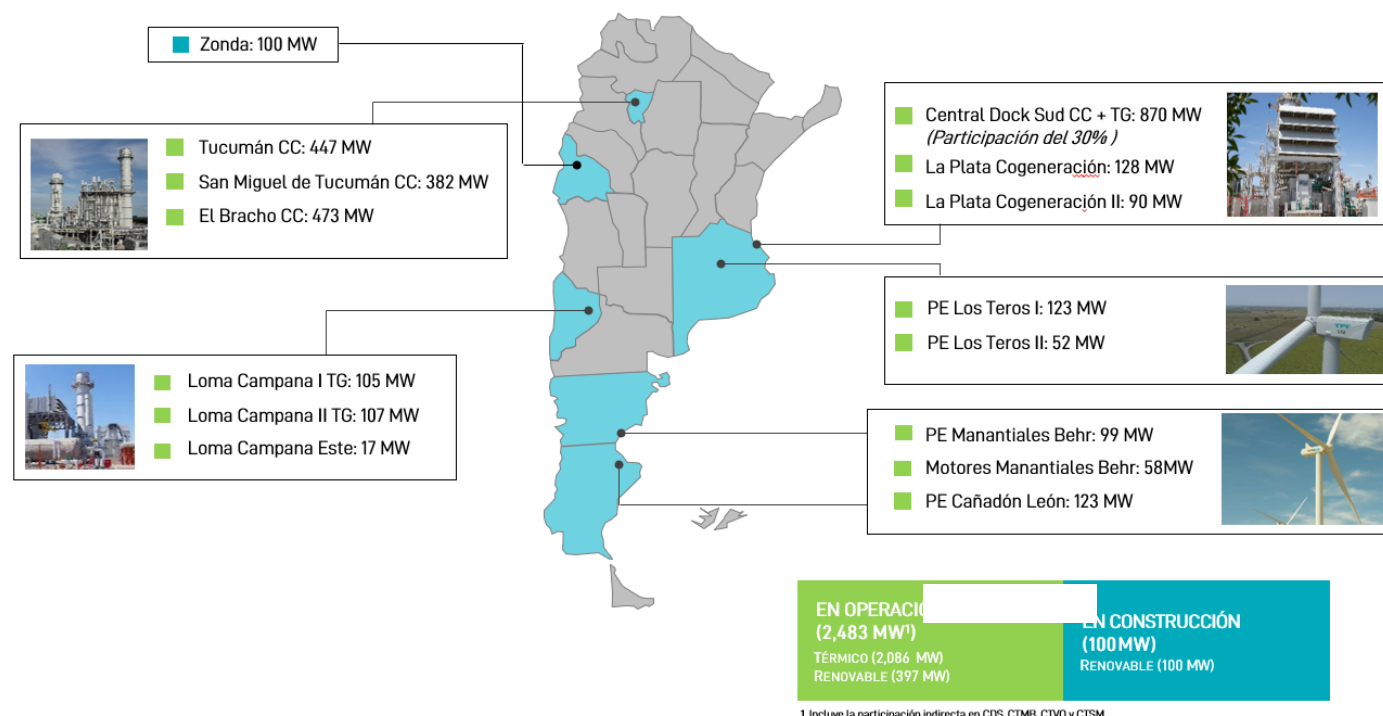
Nuestra gente:

- 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

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.



Generación de Energía en Centrales Térmicas Operativas

Gran parte de la capacidad de generación de energía de YPF LUZ (50%) 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 500 kV.

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° 238/2022).

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° 238/2022.

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° 238/2022).

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 D650.

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, el cual ya ha sido 100% cancelado a la fecha del presente Prospecto.

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 estuvo 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 América” 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 se mantuvo asegurada bajo la cobertura de un seguro de retraso en la puesta en marcha (“YGEN DSU”) que cubría el lucro cesante del proyecto El Bracho TV por retraso en la habilitación comercial. Tal YGEN DSU cubría la pérdida por lucro cesante desde julio de 2020 hasta junio de 2021, siendo finalmente cobrado por la Compañía en Marzo 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 río 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 Secretaría 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, el cual ya ha sido 100% cancelado a la fecha del presente Prospecto.

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. Posteriormente, en Julio de 2021, la potencia contratada se incrementó a 8 MW hasta la fecha de vigencia del 21 de Diciembre de 2022.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento con el fabricante Innio.

Central La Plata Cogeneración (LPCI)

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. En diciembre de 2021 se ha celebrado un PPA con YPF para autoabastecer físicamente de energía eléctrica a la Refinería de La Plata con la generación de esta planta. El resto de la potencia y capacidad eléctrica generada por la planta se entrega a CAMMESA de acuerdo con la Resolución N° 238/2022.

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 destinada al sistema 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 y energía para YPF 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 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 II y parcialmente con los Parques Eólico Los Teros I y II.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Central La Plata Cogeneración II (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 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-oil 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 contratada de generación de 80,62 MW en invierno y 71,95 MW en verano, 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 (carga fija por disponibilidad), y un precio por energía eléctrica de 8 US\$/MWh (carga 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 797,5 MW, 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 Contractualizada (Resolución N° 238/2022). 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 centrales 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 el SADI se realiza a través de un acuerdo de interconexión con EDESUR. La planta comenzó su operación comercial en julio de 1989.

La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMMESA de acuerdo al Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 238/2022).

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 (FONINMEM). Actualmente, la participación es del 6,4% en la Central Vuelta de Obligado (846,56 MW), con contrato FONINMEM, 0,471% en la Central Manuel Belgrano (865,14 MW), que, desde enero 2020 es remunerado bajo el Régimen de Energía No Contractualizada y 0,423% en la Central San Martín (873 MW), que, desde febrero 2020 es remunerado bajo el Régimen de Energía No Contractualizada.

Central Térmica Manantiales Behr

La Central Térmica Manantiales Behr cuenta con una capacidad instalada de 58 MW y se encuentra ubicada en el Área de Concesión Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut. La central ha sido construida por la Compañía con el principal objetivo de optimizar el costo de abastecimiento de energía eléctrica de YPF, mediante la utilización de equipos de alta eficiencia, asegurando la disponibilidad, confiabilidad y calidad del suministro de energía.

Las obras contemplaron la construcción de una Central Térmica por parte de YPF LUZ, , mientras que las que fueron realizadas por YPF SA consistieron en la ejecución 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 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 región al Chubut.

Específicamente la Central Térmica Manantiales Behr está conformada por 5 motogeneradores del fabricante Wärtsilä modelo W20V31SG, de 11,76 MW de Potencia Nominal, y la eficiencia mínima garantizada es 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;
 - NO_x 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 Wärtsilä 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. A la fecha del presente Prospecto, se ha llegado a un acuerdo y se cancelaron los costos incurridos.

La Central Térmica Manantiales Behr finalmente alcanzó la fecha de habilitación comercial de 3 de sus 5 motogeneradores el 27 de marzo de 2021, y el 6 de abril de 2021 la habilitación comercial de sus 2 motogeneradores restantes, alcanzando una potencia neta a inyectar al SADI de 57,735 MW.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, Wärtsilä.

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 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 99 MW 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 49,5 MW cada una.

Para alcanzar la potencia de 99 MW, se instalaron 30 aerogeneradores VESTAS modelo V-112 de 3.3 MW, 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 (Diamante – Pampa del Castillo), a través de la nueva SE Escalante.

La primera etapa de 49,5 MW, 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 49,5 MW 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 aerogeneradores estarían generando a plena carga. Sin embargo, el factor de carga registrado para el año 2019 fue de 60,7% promedio, para el año 2020 fue de 59,2%, y para el año 2021 58,7%, 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.

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 132 KV, 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 alcanzó 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\$ 14,2 millones a cuenta de dichas penalidades. 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.

Parque Eólico Los Teros II

El Parque Eólico Los Teros II cuenta con 13 aerogeneradores que totalizan una potencia eléctrica instalada de 52 MW, junto a su infraestructura relacionada. La interconexión de los aerogeneradores se realiza mediante líneas de media tensión que acometen a la subestación del Parque Eólico Los Teros I a unos 13 km de distancia (aproximadamente) del Parque. En dicha subestación se eleva la tensión de distribución estipulada en 33KV a 132KV para su posterior interconexión con la red nacional en la línea Olavarría-Tandil.

El 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.

El parque comenzó operaciones comerciales el 14 de mayo de 2021 con la habilitación de 5 aerogeneradores, siguiendo con 4 aerogeneradores el 21 de mayo de 2021 y finalizando su habilitación comercial el 3 de junio de 2021 con sus 4 aerogeneradores restantes, en el segundo trimestre de 2021. Este parque resultó adjudicatario de la asignación de prioridad de despacho por 52 MW de su capacidad instalada para abastecer el MATER.

A la fecha de emisión de este Prospecto, la Sociedad ha contractualizado en firme el 100% de la energía a generar por el parque, a través de contratos de abastecimiento denominados en dólares estadounidenses, con YPF S.A. y con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 5 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 2020 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 veía 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 periodo comprendido entre el 12 de marzo de 2020 y el 30 de diciembre de 2020.

Parque Eólico 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 contempló la instalación de un parque eólico de 122MW de potencia nominal que se integrará al SADI. El mencionado parque se encuentra 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 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 la totalidad del préstamo.

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 GESA 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 US\$ 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.

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.

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 2020 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 pomenorizado 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.

Adicionalmente a dichas extensiones de plazo, LDL adhirió a la Res. N° 52/2019, la cual estableció prórrogas para las Fechas Programadas de Avance de Obras para los títulos de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, incluyendo en dicho esquema a las prórrogas para la Fecha Programada de Habilitación Comercial. En virtud de la adhesión a la mencionada Res. N° 52/2019, y considerando las prórrogas otorgadas en el marco de la emergencia sanitaria del COVID-19, el plazo del PPA con CAMMESA se ha visto acortado en aproximadamente 5 años, afectándose también el Factor de Incentivo establecido en el Contrato de Abastecimiento.

El Parque Eólico Cañadón León finalmente alcanzó su habilitación comercial en diciembre de 2021, con una entrada en operación de sus aerogeneradores en forma gradual: 23 aerogeneradores el 15 de diciembre de 2021 y 6 aerogenerador el 22 de diciembre de 2021.

LAT 132kV Santa Cruz Norte Caleta Olivia

El Parque Eólico Cañadón León se conecta al Sistema Argentino de Distribución mediante la una línea de 132 kV y la ampliación de las Estaciones Transformadora Santa Cruz Norte y Caleta Olivia y la mejora la red de transporte de la provincia de Santa Cruz permitiendo la evacuación de energía que genera el parque eólico de Cañadón León, que consistió de las siguientes tareas:

- (i) Ampliación de la línea de transmisión de alta tensión de 132 kV, simple tema, que interconecta 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-Olivía, 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 2020, 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 sobre 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 sí respecto a los reclamos derivados de la pandemia COVID-19, renunciado TEL3 a efectuar cualquier reclamo en relación con lo expuesto.

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 Compañía no ha recibido respuesta por parte del CAF al respecto.

La construcción de la línea finalizó en Junio de 2021.

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 un proyecto 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 el siguiente proyecto:

Parque Solar Zonda

Ubicación.....	Provincia de San Juan
COD	1er semestre de 2023
Offtaker	MATER
Capacidad instalada.....	100 MW
Factor de capacidad	36.1%
Plazo	5/10 años

En febrero de 2022 la Sociedad comenzó la construcción de la primera etapa del Parque Solar Zonda, ubicado en el departamento de Iglesia, provincia de San Juan. En esta primera etapa se construirán 100 MW sobre estructuras de seguimiento a un eje (E-O), la subestación del parque y la Línea de Alta Tensión que lo vinculara con el SADI e implica la instalación de aproximadamente 170.000 paneles solares que permitirán generar energía por más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER.

A los efectos de la ejecución del proyecto, y a la fecha de emisión del presente Prospecto, la Sociedad ha celebrado los siguientes contratos:

- Contrato celebrado con Trina Solar Energy Development PTE. LTD. con fecha 18 de enero de 2022 para la provisión de módulos solares fotovoltaicos.
- Contrato celebrado con Nextracker Inc. con fecha 11 de enero de 2022 para la provisión de seguidores solares.
- Contrato celebrado con Huawei International Co. Limited con fecha 10 de enero de 2022 para la provisión de inversores y STS.
- Contrato celebrado con Distrocuyo S.A. con fecha 4 de enero de 2022 para la ejecución de obra de construcción ET Solar Zonda, LAT y conexión ET Bauchaceta.
- Contrato celebrado con 360 Energy Solar S.A. con fecha 21 de enero de 2022 para la ejecución de obra de construcción del Parque Solar Zonda.

Se espera que el proyecto se encuentre despachando energía en el segundo trimestre de 2023. El proyecto final podría ampliarse a una capacidad total de más de 300 MW en futuras etapas sujeto a la disponibilidad de transporte eléctrico en la zona.

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-APN-SE#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. El Parque Eólico Los Teros II recibió su habilitación comercial entre el 14 de mayo y el 6 de junio de 2021. El Parque Eólico Cañadón León recibió su habilitación comercial entre el 15 y el 22 de diciembre de 2021.

Comercialización de la Energía y Potencia producida.

Puesta a disposición de potencia y venta de energía bajo el Régimen de Energía No Contractualizada

En el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Compañía comercializó aproximadamente 9.989 GWh de energía eléctrica como Energía Base No Contractualizada, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Compañía había comercializado aproximadamente 7.431 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 a la 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. Posteriormente, mediante la Res. N° 440/2021, la Secretaría de Energía terminó derogando por completo dicho ajuste previsto en la Res. N° 31/2021, y ajustó las tarifas allí definidas en alrededor de un 29%, vigente a partir de las transacciones de febrero 2021 inclusive, manteniendo la estructura de remuneración de resolución anterior.

Por otra parte, mediante la Res. N° 1037/2021 y su reglamentación a partir de la Nota SE NO-2021-108163338-APN-SE#MEC, la Secretaría de Energía instrumentó una mejora transitoria en la remuneración a los agentes que se encuentran bajo el esquema de remuneración de la Resolución N° 440/2021, con excepción de las centrales hidráulicas administradas por entes binacionales, consistente en:

- asumir que tienen un Factor de Utilización constante e igual al 70% para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia;
- reconocer un monto adicional de 1.000 \$/MWh exportado en el mes el cual será asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Agente Generador térmico convencional e hidráulico alcanzado.

El día 18 de abril de 2022 se publicó la Resolución N° 238/2022 donde se deja sin efecto al factor de uso y se actualiza la remuneración de la Resolución N° 440/2021.

Dichas medidas se declararon de aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al 1° de septiembre 2021 y hasta el 28 de febrero 2022, de manera excepcional y transitoria. A la fecha de emisión del presente Prospecto, no se ha emitido ninguna otra resolución que postergue o ajuste las resoluciones mencionadas anteriormente. Para más información, véase el capítulo “La Industria eléctrica Argentina” del presente Prospecto.

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 (parte no contractualizada con YPF).

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 instalada	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	20.750 US\$/MW-mes	11,12 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-me	5 US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	15	23 de octubre de 2020	23 de octubre de 2035
Loma Campana I	YPF	105MW	28,440 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	23.383 US\$/MW-mes	8,82 US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	10	30 de noviembre de 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este	YPF	17MW	N/A	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	21 de diciembre de 2022
LPC I	YPF	128	N/A	29,71 USD/MWh	Gas natural y gasoil a ser provisto por YPF bajo un acuerdo de alquiler y puesta a disposición de potencia ⁽²⁾	12	1 de diciembre de 2021	4 de enero de 2033
LPC II	CAMMESA	90MW	18.600 US\$/MW-mes	8 US\$/MWh	Gas natural y gasoil a ser provisto por YPF	15	27 de octubre de 2020	26 de octubre de 2035
CT Manantiales Behr	YPF	58 MW	23,33 US\$/MW-h	6,56 US\$/MWh	Gas natural provisto por YPF ⁽²⁾	20	23 de enero de 2021	28 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 energía.
 (3) Precio promedio de la energía para el año 2021
 (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 66% 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 a deudado sobre monto de capital a deudado 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 y para el año 2021, US\$ 23.383 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 y para el año 2021, US\$ 20.750 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable, promedio y para 2021, de US\$ 11,12 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 suministrar 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 26 de diciembre de 2028.

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, con una potencia contratada de 198 MW, convirtiéndose en un Ciclo Combinado de 473 MW instalados (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\$ 5 por 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 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, 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. Este 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. Posteriormente, en Julio de 2021, la potencia contratada se incrementó a 8 MW hasta la fecha de vigencia del 21 de Diciembre de 2022.

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 el marco de la resolución 269/2008, se utilizará la figura de autogenerador distribuido del MEM para la Central Térmica Manantiales Behr de 58 MW de potencia nominal y, en dicho marco, se celebró con YPF un contrato de 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 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 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, siendo su fecha de inicio el 23 de enero de 2021.

Acuerdo sobre La Plata Cogeneración I

Con fecha 29 de diciembre de 2021 se envió la carta de aceptación al Acuerdo con YPF para abastecer físicamente a su Refinería La Plata de energía eléctrica generada a partir de la planta de La Plata Cogeneración de la Emisora. El acuerdo tiene vigencia hasta el 4 de enero de 2033, coincidente con la fecha de finalización del contrato de vapor de esa misma planta, y se encuentra denominado en dólares.

Se trata de un contrato de puesta a disposición de potencia en la que la Sociedad es responsable de prestar el servicio de generación de energía eléctrica a partir del gas natural suministrado por YPF, pudiendo comercializar libremente los excedentes de energía que no fueran tomados por YPF. La Emisora recibe por ello 29,71 US\$ por cada MWh de potencia disponible tomada por YPF.

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	noviembre 2018	octubre 2025
Parque Eólico Cañadón León	CAMMESA	101,5 MW	~15	diciembre 2021	septiembre 2036
Parque Eólico Cañadón León	YPF	21,2 MW	15	diciembre 2021	noviembre 2036
Parque Eólico Los Teros I	YPF	30,1 MW	15	septiembre 2020	agosto 2035
Parque Eólico Los Teros II	YPF	30,3 MW	15	junio 2021	Agosto 2035

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 Parques Eólicos 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 99MW 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 de 2020 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 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.

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 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. Al igual que el PPA firmado con CAMMESA, este contrato con YPF entró en vigencia luego de alcanzar COD el pasado 22 de diciembre 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	4 de abril de 2033
LPC II	YPF	190/200 TN/h	100%	11,09 US\$/tn (1)	GN provisto por YPF mediante modalidad de fazon	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 Programa 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 compulas.

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. Mediante la Resolución SE N°1260/2021, la Secretaría de Energía estableció una serie de mecanismos para resolver la situación heredada de todos aquellos contratos de energías renovables adjudicados en las rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr y por la Res. SE N°202/2016, que presentaron problemas para su ejecución en el marco de la inestabilidad macroeconómica y cambiaria desatada en 2018, dejando sin posibilidad de asignar la capacidad de transporte eléctrico que éstos habían comprometido. Los mecanismos establecidos en dicha resolución fueron los siguientes:

- (i) **RESCISIÓN CONTRACTUAL:** aquellos que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar la rescisión de su contrato a través del pago de una suma definida para tecnología (12.500 USD/MW para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biogás o biomasa; 17.500 USD/MW para tecnología solar y eólica) que deberá abonarse por única vez.
- (ii) **RECONDUCCIÓN CONTRACTUAL POR PRÓRROGA:** aquellos que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar una prórroga de hasta 365 días corridos para la Fecha Programada de Habilitación Comercial, suscribiendo una Adenda al PPA aceptando una reducción del Período de Abastecimiento (2 veces la cantidad de días transcurridos entre el COD original y el nuevo definido) y del Precio (s/fórmula que considera como precios de referencia a los adjudicados en la Ronda 2 de RenovAr), así como un incremento de Garantía de cumplimiento y cumplimiento del requisito de Componente Nacional.
- (iii) **RECONDUCCIÓN CONTRACTUAL POR REDUCCIÓN DE LA POTENCIA:** La nueva potencia podrá ser una fracción de la Potencia Contratada, mantenimiento el precio, el período de vigencia del Contrato de Abastecimiento y las garantías constituidas.

Por medio de una nueva alternativa para la rescisión voluntaria de los contratos y del establecimiento de nuevas condiciones para prorrogar o modificar la potencia contratada, se liberará capacidad de transporte que podrá ponerse a disposición de nuevos proyectos. De esta manera, se contribuye con el objetivo de alcanzar en 2025 el 20% del abastecimiento eléctrico a partir de fuentes renovables, tal como establece la Ley N° 27.191.

Políticas de la Emisora

Política de calidad, seguridad, salud y medio ambiente

En nuestra tarea de ser una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sustentable, que optimiza el uso de recursos naturales y contribuye al desarrollo del país y los mercados en los que participa, los trabajadores de YPF Luz respetan los siguientes valores:

- Minimizar el impacto sobre el medio ambiente
- Garantizar condiciones de trabajo seguras a través de la implementación de mejores prácticas reconocidas local e internacionalmente
- Mantener un ambiente laboral saludable para los trabajadores y para la comunidad en donde desarrollamos nuestros proyectos

Más información respecto de las políticas de sustentabilidad en: <https://www.ypf luz.com/Sustentabilidad>

Política de excelencia operacional

En YPF Luz generamos energía de forma segura, confiable y eficiente, orientando nuestras acciones a la búsqueda de la excelencia operacional y la mejora continua, a fin de:

- Asegurar el bienestar de las personas y la integridad de nuestros activos.
- Maximizar la producción y la eficiencia; optimizando el uso de los recursos disponibles.

- Satisfacer los compromisos asumidos con nuestros clientes internos y externos.
- Garantizar procesos productivos seguros y alineados con el cuidado del medio ambiente.

Las personas que forman YPF Luz se comprometen a:

1. Construir equipos de alto desempeño en un ámbito de cooperación que promueva la discusión abierta y fomentando conductas que generen un clima laboral propicio.
2. Proveer los medios necesarios para el aprendizaje continuo de nuestra gente mediante la formación integral y 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, Medioambiente, Seguridad y Salud Ocupacional (“CMASS”).
3. Planificar y comunicar eficazmente las actividades prioritarias en cada activo de generación de energía a todos los niveles, basándonos en la definición de objetivos desafiantes con metas claras y medibles, alineadas con la estrategia de compañía.
4. Asegurar nuestros resultados operacionales mediante el gerenciamiento de nuestros procesos, con el desarrollo de sistemas de gestión adecuados y la aplicación de nuevas tecnologías con criterios innovadores que permitan la sustentabilidad operativa.
5. Optimizar nuestras actividades mediante la búsqueda de sinergias con los procesos transversales y el intercambio de mejores prácticas con la industria.
6. Minimizar y controlar los riesgos asociados a nuestras operaciones, mediante la gestión del cambio, la integración de criterios y acciones preventivas de protección del medio ambiente, seguridad, salud, calidad y costos adecuados en todas las etapas del ciclo de vida de las instalaciones.
7. Asegurar la confiabilidad, transparencia y resguardo de la información que reportamos y gestionamos, administrándola de manera segura y responsable, promoviendo de manera genuina la apertura para intercambiar datos, conocimientos, prácticas y experiencias.
8. Evaluar a nuestros proveedores de bienes y servicios, en el marco de las políticas de YPF LUZ, a fin de asegurar el cumplimiento de nuestros objetivos.
9. Fomentar la participación y el diálogo abierto, con el fin de potenciar y promover una cultura de trabajo en equipo.
10. Promover la capacidad de adaptación en nuestras operaciones para trabajar eficazmente ante cambios de escenarios

Política de Negocios

En nuestra misión de 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, gestionándolos negocios basándonos en los siguientes lineamientos estratégicos de la compañía:

- Crecimiento sustentable con rentabilidad y disciplina financiera.
- Garantizar soluciones energéticas competitivas para nuestros clientes.
- Procesos eficientes, confiables, transparentes, íntegros y seguros.
- Desarrollar y fortalecer nuestra gente como elemento diferenciador.

Para esto, el equipo de YPF Luz, y aquellas organizaciones en las que YPF Luz tiene el control de la gestión se compromete a asegurar, cumplir y difundir lo siguiente:

- Buscar maximizar el margen variable de la compañía.
- Garantizar soluciones energéticas competitivas para nuestros clientes.
- Gestionar proactivamente cambios regulatorios que aporten a la sostenibilidad del negocio.
- Buscar nuevas oportunidades de negocios para un crecimiento sostenible.
- Gestionar adecuadamente los riesgos del negocio cumpliendo con las regulaciones, políticas y procesos aplicables.
- Potenciar el desarrollo profesional y humano del equipo como elemento diferenciador.
- Identificar, desarrollar e implementar procesos ágiles, confiables y flexibles.

Política Antisoborno

YPF Luz, se compromete a llevar a cabo todas sus actividades con integridad y transparencia, mediante una política de tolerancia cero respecto de ofrecer o aceptar sobornos o comisiones ilegales. Esta política aplica a todo el personal, a las organizaciones controladas y a socios de negocios pertinentes respecto de sus vinculaciones con organizaciones del sector público o del sector privado, con o sin fines de lucro.

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 2024 (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 14 de enero de 2024.
- ISO 50001/2011: Certificado N° IND 19.8554 U/En válido hasta el 21 de enero de 2025.

Parque Eólico Manantiales Behr:

- ISO 14001: certificado 14000-1093, vigencia desde el 13/12/2021 al 02/09/202

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 a 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 2024 (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.
- ISO 55001/2014: Certificado N° 55000-003 válido hasta el 26 de julio de 2023.

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.

YPF Luz fue reconocida con el Premio Liderazgo Sostenible de la Cámara Británica Argentina.

YPF Luz fue distinguida en la novena entrega de los Premios Britchman por su Reporte de Sustentabilidad 2020, en la categoría Reporte de Sostenibilidad. Durante la ceremonia los jueces destacaron la precisión de los datos reportados sobre la gestión ambiental, social y de gobernanza de la empresa.

El Premio reconoce públicamente a aquellas personas, empresas, gobiernos, ONGs e instituciones que realicen un aporte de valor a las comunidades en las que se desarrollan. Desde BritCham trabajan en la construcción de una comunidad de negocios próspera, alentando el desarrollo productivo con responsabilidad social y ambiental.

En su tercer reporte, YPF Luz, refleja los resultados de la gestión 2020, un año de grandes desafíos y aprendizajes en el que la compañía pudo asegurar el servicio esencial de la generación eléctrica para todos los argentinos y la continuidad de sus proyectos, cuidando siempre la salud y seguridad de su gente.

El informe fue elaborado bajo los lineamientos del estándar internacional Global Reporting Initiative (GRI) y los estándares para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos del Sustainability Accounting Standard Board (SASB), alineados con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU, y expuesto a una revisión externa de 10 indicadores ambientales, sociales y de gobernanza.

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:

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 recorridos 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 N° 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 N° 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 N° 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 enero 2002 se sancionó la ley 25.561 a través de la cual se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al Poder Ejecutivo nacional las facultades comprendidas en la presente ley. Luego de varias modificaciones, esta emergencia se extendió hasta el 31 de diciembre de 2017. Entre otras cosas, la Ley 25.561: (i) derogó la ley de convertibilidad (Ley N° 23.982); (ii) dispuso que, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio; y que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio un Peso (\$ 1) = un dólar estadounidense (US\$ 1); (iii) autorizó al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los mencionados contratos.

En diciembre 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N° 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.

A través del Decreto 543/2020 el Poder Ejecutivo Nacional prorrogó el plazo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 desde su vencimiento, y por un plazo adicional de ciento y ochenta (180) días corridos.

Mediante el Decreto 1020/20 el Poder Ejecutivo Nacional determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública; y estableció que el plazo de la renegociación no podrá exceder los DOS (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la presente medida, debiendo suspenderse hasta entonces, los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, a tanto existir razones de interés público. El proceso de renegociación culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva sobre la Revisión Tarifaria Integral, la cual abrirá un nuevo período tarifario según los marcos regulatorios.

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 N° 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 N° 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.

A través de la Resolución 38/21 (BO 19/02/2021) el ENRE resolvió la anulación de los concursos abiertos de antecedentes convocados mediante el Ex Ministerio de Energía y Minería, que conllevaron al dictado del Decreto N° 84/2018.

A través del Decreto 871/2021 (BO 24/12/2021), el Poder Ejecutivo prorrogó a partir del 1° de enero de 2022, la intervención, incluyendo manda y designación, dispuesta mediante el Decreto N° 277/20 y sus modificatorias, del ENRE, hasta el 31 de diciembre de 2022. Para así decidirlo, consideró, primero lo informado por la Interventora del ENRE en cuanto se está avanzando activamente en el proceso de renegociación con las empresas prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, que involucra diversos aspectos y estudios, tales como las revisiones de los planes de inversiones obligatorias. Y, en segundo lugar, consideró que la intervención del ENRE viene desempeñando sus tareas y competencias específicas de modo satisfactorio y apuntando a objetivos concretos y establecidos calificando de oportuna y conveniente la prórroga de la intervención.

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° 740/2021), 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 y en su gestión presupuestaria, contable y financiera.
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.
- Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.
- 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.
- Entender en el diseño y ejecución y, asistiendo en la elaboración de la política de reembolsos y reintegros a la exportación.
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía.
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007. Dirigir la representación en las empresas del sector energético, donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria.
- Coordinar la gestión de los/as directores/as 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.
- Asistir en la celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución.
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía.
- Ejercer la representación de la Secretaría en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoelectrica.
- Ejercer el control tutelar del ENRE, 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).
- Propiciar y celebrar convenios con entidades públicas y privadas y participar en las negociaciones con organismos nacionales e internacionales en materia de energía

A su vez, a través de ese mismo Decreto N° 50/2019, modificado por el Decreto N° 804/2021, 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 las cuestiones vinculadas al transporte y la distribución de energía eléctrica, como así también respecto a la demanda y oferta de energía eléctrica mayorista, a la importación y exportación de energía eléctrica y la introducción de nuevas tecnologías en el ámbito de su competencia.
- 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;
- participar en la definición de las modalidades a aplicar para incentivar la inversión que permita incorporar nueva oferta de energía renovable en cumplimiento de las metas legales nacionales y/o acuerdos internacionales celebrados; y en la implementación de proyectos y programas, colaborando con las áreas competentes del Ministerio y los demás organismos de la Administración Pública Nacional, que posibiliten la efectiva inserción técnica y económica de las energías renovables en la matriz nacional;
- asistir a la Secretaría en la formulación de la política tarifaria en los servicios públicos de transporte y distribución de electricidad;
- monitorear el comportamiento del mercado eléctrico mayorista y asistir en la elaboración de las normas que regulen su funcionamiento
- 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 y en la elaboración de la regulación de la actividad de transporte de energía eléctrica y en la definición de los proyectos, procedimientos y financiamiento de la expansión de la red de transmisión;
- 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;
- 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, transmisión y distribución de energía eléctrica en el corto, mediano y largo plazo;
- mantener una base actualizada de información sobre todos los recursos hídricos no aprovechados en materia eléctrica y del estado de avance de los proyectos previstos;
- participar en la elaboración de las propuestas normativas específicas vinculadas con las distintas etapas de la industria eléctrica, evaluar su impacto ambiental—en coordinación con las áreas competentes— y promocionar programas conducentes al desarrollo de las nuevas fuentes renovables vinculadas al uso racional de la energía eléctrica;
- promover, desarrollar, implementar, evaluar y monitorear programas y alternativas regulatorias de ahorro y uso eficiente de los recursos energéticos eléctricos, tanto en la oferta de fuentes primarias como en las etapas de transformación, transporte y distribución de energía y en los distintos sectores de consumo;

- participar en la elaboración, coordinación, ejecución y monitoreo de los proyectos vinculados con el desarrollo de generación autónoma renovable de energía eléctrica en poblaciones dispersas o alejadas de las redes de distribución de energía;
- asistir a otras áreas del Gobierno Nacional, los Gobiernos Provinciales y Municipales y de la Ciudad de Buenos Aires, que requieran la incorporación de criterios y contenidos de ahorro y eficiencia energética en sus actividades, planes, políticas y normativas;
- participar en todos los aspectos vinculados con el desarrollo de la generación de energía eléctrica en su modalidad de aprovechamiento de recursos hídricos, con un criterio ambiental de tipo sustentable;
- asistir a la Secretaría, en el ámbito de su competencia, en la relación con los entes u organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados, y de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica en el ámbito nacional y local;
- asistir a la Secretaría en la coordinación de las relaciones con el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y de la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UESTEE);
- proponer criterios de regulación del transporte de energía eléctrica, así como los criterios, procedimientos y financiamiento de la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica;
- 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;
- participar en el FONDO FIDUCIARIO FEDERAL DE INFRAESTRUCTURA REGIONAL, creado por la Ley N° 24.855, en coordinación con otras áreas del Ministerio con competencia en la materia;
- intervenir en la coordinación de acciones orientadas al cumplimiento de las funciones y los objetivos establecidos por la Ley N° 24.804 y sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias, con excepción de las que establecen funciones regulatorias;
- coordinar el Consejo Federal de Energía Eléctrica y ejercer su presidencia suplente

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 aprobados 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 N° 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 Nihules, 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 (Yacretá, 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.

Se resalta que, respecto de los generadores cuya fuente es hidráulica, mediante Resolución 130/2022 (BO 10/03/2022), la Secretaría de Energía conformó un equipo de trabajo multidisciplinario denominado “EQUIPO DE TRABAJO DE APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS CONCESIONADOS” (ETAHC), que estará a cargo de la realización de un relevamiento integral del estado de situación en los aspectos técnicos, económicos, jurídicos y ambientales de cada uno de los aprovechamientos hidroeléctricos otorgados en concesión, cuyos vencimientos se verifican en los próximos años. Se espera que el ETAHC realice una auditoría integral del estado de situación general de las concesiones hidroeléctricas y evalúe el resultado de su desarrollo durante el período de concesión, próximo a vencer; cuyos resultados se espera sirva de insumo para definir los pasos a seguir a partir de la extinción de los contratos de concesión vigentes. El ETAHC contará con un representante de la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía, un representante de CAMMESA, un representante del ENRE y un representante de IEASA. El ETAHC cuenta con el plazo de un año desde su constitución para presentar el informe final de las concesiones que vencen entre el 1° de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2023; y de dos años para el resto de las concesiones. Excepto para aquellas cuyo vencimiento opera en los años 2029 y 2044, en cuyo caso se establecerá oportunamente el esquema de los trabajos a realizar, teniendo en consideración la fecha de vencimiento del respectivo contrato.

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 descrito 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 N° 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 N° 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, N° 220/2007 y N° 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 N° 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 como 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 Demanda Mayorista (CdD) con los demandantes del MEM, representados en los términos establecidos por el marco regulatorio vigente.

En virtud de las ofertas recibidas en dicha Convocatoria, mediante Resolución E 820/17 (BO 26/09/2017), la Secretaría de Energía autorizó a CAMMESA a concretar la suscripción de los CdD con cada uno de los oferentes cuyas ofertas resultaron adjudicadas. A saber, Gen. Mediterránea S.A y Central Puerto S.A; siendo esta última seleccionada para dos proyectos (Lujan de Cuyo CPUERTO y Terminal 6 San Lorenzo CPUERTO 330 MW). En consecuencia, CAMMESA suscribió DOCE (12) CdD por una potencia total promedio de MIL OCHOCIENTOS VEINTITRÉS MEGAVATIOS (1.823 MW) y mediante Resolución N° 25/2019 (BO 02/09/2019), la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda, convocó a los titulares de los proyectos que suscribieron CdD en el marco de la Resolución N° 287/17, a pactar nuevas condiciones relacionadas a la Fecha Comprometida para la Habilitación Comercial (FCHC).

A raíz de la irrupción de la pandemia de COVID-19, se dispuso la suspensión del cómputo de plazos desde el 12 de marzo de 2020 hasta el 30 de diciembre de 2020, respecto a los compromisos asumidos en los CdD suscriptos en el marco de la Resolución N° 287/2017 y para declarar una nueva Fecha Comprometida para alcanzar la Habilitación Comercial, mediante Resolución N° 39/2022 (BO 31/01/2022), la Secretaría de Energía convocó a los Agentes Generadores que hayan suscripto CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (“CdD”) en el marco de la Resolución N° 287/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, y que no hayan habilitado comercialmente con anterioridad a la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (“NFHCC”), a que en el término de 30 días corridos de publicada la medida en cuestión, manifiesten una Nueva Fecha Comprometida Extendida (“NFCE”), que a los efectos del CdD será considerada como la Fecha Comprometida.

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 período 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. La Resolución N° 1/19 fue modificada por la Resolución N° 31/20 (BO 27/02/2020), dictada por la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo, cuyo contenido se describe a continuación.

(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%).

Porsu 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, generando 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 definitivamente 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 19 de mayo de 2021, por medio de la Resolución 440/2021, se actualizaron los valores de remuneración para los generadores fuera de contrato con vigencia a partir de febrero 2021. A su vez, el 18 de abril de 2022, por medio de la Resolución N° 238/2022, se actualizan nuevamente los valores de remuneración para los generadores fuera de contrato con vigencia a partir de febrero 2022.

La Resolución 31/20 fue modificada por las Resoluciones 12/21 (BO 08/01/21), 440/21 (BO 21/05/21) y 238/22 (BO 17/04/22) de la Secretaría de Energía. Por su parte, la Resolución 12/21 estableció las condiciones de remuneración de la generación de energía en el MEMSTDF, a efectos de equiparar el tratamiento de la generación de energía eléctrica en ese ámbito. Mientras que, la Resolución 440/21, establece que para el MEMSTDF se aplicará el esquema de remuneración de la Generación Habilitada Térmica (GHT). Finalmente, la Resolución 238/22 actualizó los precios de su precesora Res. N° 440/2021 y eliminó de forma definitiva la aplicación del factor de uso, el cual ya había sido eliminado de forma transitoria mediante la aplicación de la Res. N° 1037/2021.

Mediante Resolución N° 499/2021 (BO 02/06/2021), en un contexto de emergencia pública sanitaria, la Secretaría de Energía estableció los precios a aplicar a partir de mayo de 2021 a los Agentes Grandes usuarios del MEM que integren la cadena de producción, transporte, distribución y acarreo de oxígeno líquido medicinal. Se tuvo en cuenta que el oxígeno líquido medicinal a granel o en tubo resulta un insumo crítico para los servicios del área de la salud, en virtud de que se emplea esencialmente para el tratamiento de pacientes con síndrome respiratorio agudo afectados por el COVID-19.

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:

A partir de febrero 2022:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	168.791
CC chico P ≤ 150MW	188.159
TV grande P >100 MW	240.734
TV chica P ≤ 100MW	287.773
TG grande P >50 MW	196.461
TG chica P ≤ 50MW	254.569
Motores Combustión Interna > 42MW	287.773

A partir de junio 2022:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	185.670
CC chico P ≤ 150MW	206.975
TV grande P >100 MW	264.807
TV chica P ≤ 100MW	316.551
TG grande P >50 MW	216.107
TG chica P ≤ 50MW	280.025
Motores Combustión Interna > 42MW	316.551

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 de que se demuestre la necesidad de las mismas para el normal abastecimiento del área donde se encuentre instaladas, se aplicará la siguiente tabla.

A partir de febrero 2022:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$ /MW-mes]
CC chico $P \leq 15$ MW	342.108
TV chica $P \leq 15$ MW	523.224
TG chica $P \leq 15$ MW	462.852
Motores Combustión Interna ≤ 42 MW	523.224

A partir de junio 2022:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$ /MW-mes]
CC chico $P \leq 15$ MW	376.319
TV chica $P \leq 15$ MW	575.546
TG chica $P \leq 15$ MW	509.137
Motores Combustión Interna ≤ 42 MW	575.546

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:

A partir de febrero 2022:

Período	PrecPotDIGO [\$ /MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	664.092
Invierno: junio – julio – agosto	664.092
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	498.069

Para cada mes definido en los Periodos de Requerimiento de DIGO, para el conjunto de los generadores habilitados para Motores de Combustión Interna ≤ 42 MW, se reconocerá un Precio Potencia Garantizada ("PrecPotDIGO") para la remuneración de la Potencia Garantizada Ofrecida como:

A partir de febrero 2022:

Período	PrecPotDIGO [\$ /MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	704.340
Invierno: junio – julio – agosto	704.340
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	553.410

A partir de junio 2022:

Período	PrecPotDIGO [\$ /MW-mes]
----------------	-------------------------------------

Verano: diciembre – enero – febrero	774.774
Invierno: junio – julio – agosto	774.774
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	608.751

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 a 1 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)

La remuneración mensual de potencia de un Generador Habilitado Térmico será proporcional a la disponibilidad mensual y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico a utilizar es la 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 Generador Habilitado Térmico 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.

$$\text{REM BASE [$/mes]} = \text{PrecBasePot} * \text{DRP [MW]} * \text{kFM}$$

Siendo:

$$\text{kFM} = \text{horas del mes fuera mantenimiento acordado} / \text{horas del mes.}$$

(d) remuneración de la potencia garantizada o 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 $\text{DRP} \geq \text{DIGO}$

$$\text{REM DIGO [$/mes]} = (\text{DRP} - \text{DIGO}) [\text{MW}] * \text{kFM} * \text{PrecMinPot} + \text{DIGO} [\text{MW}] * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO}$$

(ii) Si $\text{DRP} < \text{DIGO}$

$$\text{REM DIGO [$/mes]} = \text{MAX} \{ \text{REM BASE}; \text{DRP} [\text{MW}] * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO} * \text{DRP} / \text{DIGO} \}$$

Siendo:

$$\text{kFM} = \text{horas del mes fuera mantenimiento acordado} / \text{horas del mes.}$$

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).

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM BASE}$$

f) Remuneración total de la disponibilidad de potencia para GHT correspondientes a Motores Combustión Interna $\leq 42\text{MW}$ 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).

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM BASE}$$

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.

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM DIGO}$$

h) Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para GHT correspondientes a Motores Combustión Interna $\leq 42\text{MW}$ 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.

$$\text{REM TOT (\$/mes)} = \text{REM DIGO}$$

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=**

$$\text{Potgemhrt1} \times \text{PrecPHRT} \times \text{FRPHRT1} + \text{Potgemhrt2} \times \text{PrecPHRT} \times \text{FURHRT2}$$

Donde:

Potgemhrt1: es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-1 del mes correspondiente.

A partir de febrero 2022:

PrecPHRT: 62.888 \$/MW

A partir de junio 2022:

PrecPHRT: 69.176 \$/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:

A partir de febrero 2022:

[CostoOYMxComb]

Tecnología/Escala	Gas Natural	FuelOil / GasOil	BioComb.	Carbón Mineral
	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	403	705	1.006	
CC chico P ≤ 150MW	403	705	1.006	
TV grande P >100 MW	403	705	1.006	1.208
TV chica P ≤ 100MW	403	705	1.006	1.208
TG grande P >50 MW	403	705	1.006	
TG chica P ≤ 50MW	403	705	1.006	
Motores Combustión Interna	403	705	1.006	

A partir de junio 2022:

[CostoOYMxComb]

Tecnología/Escala	Gas Natural	FuelOil / GasOil	BioComb.	Carbón Mineral
	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	443	775	1.107	
CC chico P ≤ 150MW	443	775	1.107	
TV grande P >100 MW	443	775	1.107	1.328
TV chica P ≤ 100MW	443	775	1.107	1.328
TG grande P >50 MW	443	775	1.107	
TG chica P ≤ 50MW	443	775	1.107	
Motores Combustión Interna	443	775	1.107	

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.

A partir de febrero 2022:

Adicionalmente los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 140 \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

A partir de junio 2022:

Adicionalmente los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 154 \$/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".

Mediante la Resolución Nro. 408/2021 (11/05/2021) la Secretaría de Energía aprobó la Programación Estacional de Invierno Definitiva para el MEM y para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF), elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo y el 31 de octubre de 2021, calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y sus modificatorias y complementarias.

Mediante la Resolución N° 748/2021 (BO05/08/2021), la Secretaría de Energía aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno, elevada por la CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de agosto y el 31 de octubre de 2021. 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 agosto y el 31 de octubre de 2021, 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.

Mediante Resolución Conjunta N° 2/2021 (BO 01/07/2021), el Ministerio de Economía y del Ministerio de Desarrollo Productivo prorrogó a partir del 1° de julio de 2021 y hasta el 31 de diciembre del 2021 la vigencia de mecanismos y descuentos establecidos en la Resolución Conjunta N° 1/2017, del ex Ministerio de Energía y Minería y del ex Ministerio de Producción para aquellas empresas beneficiarias de los descuentos o del precio diferencial previstos en dicha medida y que se encontraran en curso normal de cumplimiento de las previsiones dispuestas en la misma. Se recuerda que mediante la Resolución N° 1/2017 (22/09/2017) se establecieron descuentos sobre los Precios Estacionales de Referencia para empresas caracterizadas como Grandes Demandas de Distribuidores, y sobre el precio medio de compra aplicable a cada usuario para aquellos caracterizados como Grandes Usuarios Directos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Mediante Resolución Conjunta N° 2/2022 (BO 07/02/2022), el Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo prorrogaron la vigencia de los mecanismos y descuentos establecidos en la Resolución Conjunta N°1 del 16/05/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería y del entonces Ministerio de Producción, prorrogada por la Resolución Conjunta N°2 del 30/06/2021 del Ministerio de Economía y del Ministerio de Desarrollo Productivo, para aquellas empresas que hubieran resultado beneficiarias de los descuentos previstos en los Artículos 1°[1] y 2°[2] de la Resolución Conjunta N°1 y se encontraran en curso normal de cumplimiento de las previsiones dispuestas en la misma, a partir del 01/01/2022 y hasta el 31/12/2024, inclusive.

Mediante la Resolución N° 1029/2021 (BO 01/11/2021), la Secretaría de Energía aprobó la Programación Estacional de Verano Definitiva para el MEM y para el MEMSTDF, elevada por CAMMESA correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2021 y el 30 de abril de 2022, calculada según Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Asimismo, se establecieron los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM aplicables durante el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2021 y el 30 de abril de 2022, 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 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.

Mediante la Resolución N° 40/2022 (BO 01/02/2022), modificado por la Resolución N° 105/2022 (BO 24/02/2022), la Secretaría de Energía aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y para el MEMSTDF, elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2022, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos, Anexo I de la Res. ex SE N°61/1992).

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 a signa bles

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 prevé 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 entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 712/2004 y creó 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 FONINVEMEM. 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 pactada 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.

Mediante la Resolución N° 40/2021, la Secretaría de Energía estableció el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones para las deudas mantenidas con CAMMESA y/o con el MEM de las Distribuidoras de Energía Eléctrica agentes del MEM acumuladas al 30 de septiembre de 2020 y el Régimen Especial de Créditos para aquellas Distribuidoras de Energía Eléctrica que siendo agentes del MEM no registren deuda con CAMMESA y/o con el MEM o sean consideradas dentro de valores razonables.

A través de la Resolución N° 371/2021 (BO 30/04/2021), la Secretaría de Energía estableció la aplicación del "Régimen Especial de Regularizaciones de Obligaciones" en los acuerdos a los que adherirán los Agentes Distribuidores del MEM conforme los siguientes criterios: 1) se podrá reconocer hasta un monto máximo equivalente a una factura media mensual del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020, por el mantenimiento de tarifas establecido en la Ley 27.541; 2) se determinará un reconocimiento equivalente a un valor máximo de dos (2) facturas medias mensuales del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020, a las políticas implementadas en beneficio de la demanda durante la vigencia del Decreto N° 311 de fecha 24 de marzo de 2020 por el período comprendido entre el 1° de marzo de 2020 al 31 de diciembre de 2020 y 3) se determinará un monto máximo a ser reconocido equivalente a una (1) factura media mensual del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020 para el Plan de Inversiones presentado en el Régimen de la Resolución 371/21.

(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 definiría 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 N° 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 N° 26.093 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 N° 26.190 fue modificada por la Ley N° 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 N° 962/2017 y N° 476/2019), 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 se detallan a continuación:

Mediante Resolución N° 1036/2021 (BO 01/11/2021), la Secretaría de Energía dio a conocer su trabajo destinado al análisis de la situación actual de la República Argentina dentro del proceso de transición energética, que implica un cambio estructural en los sistemas de abastecimiento y utilización de la energía. En su documento denominado “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”, establece conceptos que deberán ser utilizados para que, dentro del ámbito de esta Secretaría, se logre definir el contenido de futuras resoluciones técnicas en la materia, resolver situaciones no contempladas expresamente por las normas vigentes y abrir la posibilidad a futuros debates que enriquezcan el contenido de los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”. En él se expresa que integran los lineamientos generales: la eficiencia energética, la energía limpia en emisiones

de gases de efecto invernadero, la gasificación, el desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, la resiliencia del sistema energético, la federalización del desarrollo energético y la estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno.

(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, 2°) 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 N° 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-E/2017

El 22 de agosto de 2017, el ex MEyM publicó la Resolución N° 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 N° 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 N° 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 N° 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.

Mediante la Resolución N° 414/2019 (BO 24/7/2019) la ex SGE derogó el art. 9 de la Resolución N° 230/2019 en cuanto a los requisitos a cumplir para obtener el Certificado de Inclusión y estableció los nuevos requisitos. Mediante la Resolución N° 551/2021 (BO 16/06/2021) la Secretaría de Energía estableció que lo recaudado por el OED por los pagos correspondientes a las reservas de prioridad de despacho y a las solicitudes de prórroga, previstos en los Artículos 10 y 11 del Anexo de la Resolución N° 281/17, respectivamente, y por la solicitud de relocalización de acuerdo con lo establecido en el Artículo 10, Inciso f) de la Resolución N° 230/19, se destinaría a solventar los gastos derivados de la implementación del Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, regulado por las Leyes N° 26.190 y 27.191

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 N° 712/2009 (GENREN), de las Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 (conversión GENREN) y 281/2017 que establece el Mercado a Término Renovable (“MATER”), y de la Resolución de la ex SEE N° 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 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-APN-SE#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.

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-APN-SE#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 a delante 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.

Mediante la Resolución N° 551/2021 (BO 16/06/2021), la Secretaría de Energía modificó el régimen del ordenamiento y administración de las prioridades de despacho asignadas y asignables a la generación de fuentes renovables. Tuvo en cuenta que por tratarse de proyectos que no se encuentran asociados a un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y son ejecutados bajo exclusivo riesgo del Agente Generador, resulta necesario revisar el criterio de la exigencia de la caución constituida. Estableció que el OED asignará la prioridad a todos los proyectos que se vinculen con puntos de interconexión con suficiente capacidad de transmisión y de transformación existente en ese punto de interconexión y en el resto de las limitaciones asociadas al mismo. La prioridad asignada a favor de los proyectos se aplicará siempre que la central respectiva obtenga la habilitación comercial de acuerdo con Los Procedimientos, en un plazo máximo de veinticuatro (24) meses, contado desde la fecha en la que el OED comunicó la asignación de prioridad o bien, en el plazo de habilitación comercial declarado.

Desde enero de 2022, CAMMESA no publica más Puntos de Interconexión que se encuentren en redes de MT y BT pertenecientes a un agente distribuidor, debiendo utilizarse un PDI relacionado con la ET de 132/66/33/13.2 kV vinculada o relacionada al nodo de conexión efectivo del generador, en el nivel de tensión correspondiente, conforme el Anexo 3.1 del “Anexo Informe MATER”.

(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 -E/2017 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.

Mediante Resolución 14/2022 (BO 21/01/2022) se modificó el procedimiento de desempate para la asignación de prioridad de despacho en caso de capacidad de transporte o de transformación insuficiente por un criterio objetivo que optimice el sistema y que justifique el otorgamiento de la prioridad solicitada. Para ello, en caso de capacidad insuficiente en relación a las solicitudes, a requerimiento del Organismo Encargado del Despacho los solicitantes deberán presentar en sobre cerrado la declaración de un Factor de Mayoración que será aplicado a los pagos de reserva de prioridad de despacho y a esos efectos, el factor mínimo a considerar será UNO (1), el que no tendrá tope y deberá declararse con tres cifras decimales.

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 Contrato 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, debía 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 US\$ 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 incluir las 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 adjudicó 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 resultó 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 a 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, recomendando 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.

Por su parte, la Resolución 285/2018 (BO 15/06/2018), modificada por la Resolución N° 742/2021 (BO 03/08/2021), establece el régimen de las multas impuestas por CAMMESA con motivo del incumplimiento de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, prevista en la Cláusula 13.2.(a) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr Rondas 1, 1.5 y 2 y de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA -Cláusula 13.1 de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr MiniRen Ronda 3-, y el incumplimiento de Abastecimiento de Energía Comprometida prevista en la Cláusula 13.2 (b) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr Rondas 1, 1.5 y 2 y de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/16 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA. Expresa que será descontado de la suma que le corresponda percibir al Vendedor sancionado en virtud del contrato suscripto, a partir de la Fecha de Habilitación Comercial efectiva, en DOCE (12) cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

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.

A través de la Resolución N° 1260/2021 (en adelante, “la Resolución 1260/21”) de la Secretaría de Energía (B.O. 29/12/2021), se estableció que las sociedades titulares de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía que resultaron adjudicatarias de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable suscriptos con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante, “CAMMESA”), en el marco de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr, o que fueron habilitados a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables, de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 202/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería, y que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar la rescisión de su Contrato de Abastecimiento o bien su reconducción.

I. A fin de ejercer la opción de rescisión, las sociedades deberán dar cumplimiento a los siguientes requisitos:

a) El pago por única vez de una suma definida para cada tecnología. USD12.500 por MW para las tecnologías Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH), Bioenergías, Biogás o Biomasa o Biogás de Relleno Sanitario y USD17.500 por MW para las tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica.

b) La presentación de una renuncia de la sociedad 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, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA y de una declaración por la que se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier acción, reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, de sus accionistas o sociedades controlantes, contraladas o vinculadas.

c) La presentación de una Declaración Jurada de renuncia a los beneficios fiscales contemplados en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190 y sus modificaciones y en el Decreto N° 814/2017, por aquellos beneficios otorgados y no gozados.

La Solicitud de Rescisión Contractual deberá ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la Resolución 1260/21 (29/12/2021, venciendo en consecuencia, el 9/02/2021). Una vez presentada la Declaración Jurada de renuncia, se deberá proceder a dejar sin efecto el acto administrativo por el cual se otorgó el Certificado de Inclusión, en caso de que corresponda.

En caso de cumplirse todos los requisitos mencionados, la sociedad titular del proyecto (en su carácter de Parte Vendedora) y CAMMESA (en su carácter de Parte Compradora), suscribirán el instrumento que dará por finalizado el vínculo contractual.

Las sociedades titulares de proyectos que opten por la rescisión de sus Contratos de Abastecimiento deberán rescindir sus respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER.

II. Por otra parte, las empresas titulares de proyectos que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial podrán solicitar la reconducción contractual con prórroga de hasta 365 días corridos para la Fecha Programada de Habilitación Comercial. Para ello, la sociedad titular del proyecto deberá suscribir con CAMMESA una Adenda a su Contrato de Abastecimiento en la que se establecerán los términos de su reconducción.

Para obtener la prórroga, la sociedad en cuestión deberá cumplir con lo siguiente:

(i) Aceptación de una reducción del Período de Abastecimiento del Contrato, equivalente a 2 veces la cantidad de días corridos transcurridos entre la Fecha Programada de Habilitación Comercial original y la Fecha de Habilitación Comercial.

(ii) Aceptación de una reducción del precio del Contrato de Abastecimiento, en función de la fórmula indicada en el artículo 2° inciso b de la Resolución 1260/21 (que básicamente remite al precio promedio de la ronda en que hubiese sido adjudicado el proyecto y a la cantidad de días de retraso en la Habilitación Comercial).

(iii) Incremento de la Garantía de Cumplimiento de Contrato en un 30% de su monto original. Se tendrá por cumplido este requisito, si al momento de solicitar la prórroga en cuestión el proyecto ya hubiese incrementado el monto original de la referida garantía en un porcentaje igual o superior al mencionado.

Asimismo, la sociedad deberá cumplir con alguna de las siguientes alternativas:

(iv) Acreditación de un mínimo de Componente Nacional Declarado (CND) del 30% en las instalaciones electromecánicas del proyecto. Para el caso de que este valor haya sido comprometido en la oferta original, se tendrá por cumplida esta condición.

(v) Incremento de al menos el 5% del CND, cuando el proyecto hubiera comprometido un porcentaje inferior al 30%.

Podrán solicitar esta prórroga exclusivamente las sociedades titulares de proyectos de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y las sociedades titulares de proyectos que se incorporaron al referido Programa, a través de la Resolución N° 202/16 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por otro lado, la Solicitud de Reconducción Contractual por Prórroga deberá ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la Resolución 1260/2021 (venciendo el 9/02/2022). Asimismo, la sociedad titular del proyecto deberá especificar en la nota de solicitud las opciones elegidas.

Las sociedades titulares de proyectos que opten por adherirse al mecanismo mencionado deberán renunciar expresamente a efectuar, o desistir de cualquier acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA por causas anteriores a la fecha de firma de la Adenda del Contrato de Abastecimiento por su reconducción.

III. Por último, las sociedades titulares de proyectos adjudicados en las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr o que hubieren solicitado su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías (conf. Res. ex MEyM 202/2016), podrán solicitar una reducción de la potencia contratada.

La nueva potencia resultante de la Habilitación Comercial podrá realizarse en un único tramo por una fracción de la Potencia Contratada, manteniendo el precio, el período de vigencia del Contrato de Abastecimiento y las garantías constituidas. En ningún caso, podrá ser inferior a la potencia mínima establecida en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a cada Ronda.

Tales potencias mínimas son:

Rondas 1 y 1.5:

1MW para Eólica, Solar Fotovoltaica, Biomasa y Biogás.

0,5MW para PAH.

Ronda 2:

1MW para Eólica y, Solar Fotovoltaica.

0,5MW para PAH, Biomasa y Biogás.

La Solicitud de Reconducción Contractual por Reducción de la Potencia Contratada deberá ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la Resolución 1260/2021 (venciendo el 9/02/2022). Las sociedades titulares de proyectos que opten por solicitar la reconducción contractual deberán renunciar expresamente a efectuar, o desistir de cualquier acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA por causas anteriores a la fecha de firma de la Adenda del Contrato de Abastecimiento por reducción de potencia. Los Certificados de Inclusión otorgados deberán ser modificados, de forma de adecuarlos a la nueva Potencia Contratada.

IV. Por último, instruye a CAMMESA a cursar la Notificación de Causal de Rescisión y a ejecutar las garantías constituidas, en el caso de que al vencimiento de los plazos establecidos en los Artículos 1°, 2° y 3° de la presente Resolución, las sociedades titulares de proyectos no hubieran presentado solicitud alguna o bien no hubieran presentado la documentación requerida por CAMMESA y se trate de proyectos que hayan excedido los 180 días de demora de la Fecha Programada de Habilitación Comercial.

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 Termoelectrónica 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).

En función de los grandes volúmenes de exportación a Brasil en el año 2021, mediante la Res. N° 1037/2021 y su reglamentación a partir de la Nota SE NO-2021-108163338-APN-SE#MEC, la Secretaría de Energía instrumentó una mejora transitoria en la remuneración a los agentes que se encuentran bajo el esquema de remuneración de la Resolución N° 440/2021, con excepción de las centrales hidráulicas administradas por entes binacionales, consistente en:

- asumir que tienen un Factor de Utilización constante e igual al 70% para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia;
- reconocer un monto adicional de 1.000 \$/MWh exportado en el mes el cual será asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Agente Generador térmico convencional e hidráulico alcanzado.

Mediante la Resolución N° 238/2022 se elimina en su totalidad la afectación del factor de uso y se actualizan los valores de remuneración de la Resolución N° 440/2021 con vigencia a partir de la transacción económica de febrero 2022.

Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley N° 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 distingue del transporte en virtud de carecer del título habilitante previsto por la ley 24.065 para prestar tal actividad de servicio público, cuales 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 N° 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.

Mediante Resolución N° 590/2021 (BO 21/09/2021), el Ministerio de Economía declaró lesivo al interés general el Convenio, CONVE-2019-44035076-APN-DGDOMEN#MHA, denominado “Acuerdo de Regularización de Obligaciones para la Transferencia de las Concesionarias a las Jurisdicciones Locales”, suscripto el 10 de mayo de 2019.

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 incluía 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 N° 552/2016, rectificadora 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.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N° 27.541) sancionada por el Congreso de la Nación en diciembre 2019 facultó al Poder Ejecutivo Nacional 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, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

En el marco de la Ley N° 27.541, el Poder Ejecutivo Nacional dictó: (i) el Decreto 277/20 a través del cual se dispuso la intervención del ENRE y se le impuso al Interventor la obligación de realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética; (ii) el Decreto 543/20 a través del cual proroga el plazo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 desde su vencimiento, y por un plazo adicional de CIENTO OCHENTA (180) días corridos.; (iii) el Decreto 1020/20 determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública; y estableció que el plazo de la renegociación no podría exceder los DOS (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la presente medida, debiendo suspenderse hasta entonces, los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, atento existir razones de interés público.

Mediante la Resolución 17/21 el ENRE dio inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte con el objetivo de establecer un Régimen Tarifario de Transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación, y convocó a TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSPA S.A., TRANSCO S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., y DISTROCUYO S.A. a participar del mismo.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N° 27.541) sancionada por el Congreso de la Nación en diciembre 2019 facultó al Poder Ejecutivo Nacional 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, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

En el marco de la Ley N° 27.541, el Poder Ejecutivo Nacional dictó: (i) el Decreto 277/20 a través del cual se dispuso la intervención del ENRE y se le impuso al Interventor la obligación de realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética; (ii) el Decreto 543/20 a través del cual proroga el plazo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 desde su vencimiento, y por un plazo adicional de CIENTO OCHENTA (180) días corridos.; (iii) el Decreto 1020/20 determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública; y estableció que el plazo de la renegociación no podría exceder los DOS (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la presente medida, debiendo suspenderse hasta entonces, los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, atento existir razones de interés público.

Mediante la Resolución 17/21 el ENRE dio inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte con el objetivo de establecer un Régimen Tarifario de Transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación, y convocó a TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSPA S.A., TRANSCO S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., y DISTROCUYO S.A. a participar del mismo.

Mediante las Resoluciones N° 66/2022, 67/2022, 68/2022, 69/2022, 70/2022, 71/2022 y 72/2022 (BO 26/02/2022) el ENRE aprobó los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de febrero de 2022 de TRANSPA S.A., TRANSCO S.A., TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., EPEN, TRANSNOA S.A. y TRANSNEA 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 reglamentariamente 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 período 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 inicio 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.

En el marco de lo establecido en la Ley N° 27.541 y el Decreto N° 1020/20, el ENRE dictó la Resolución N° 16/2021, a través del cual 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.

Mediante las Resoluciones N° 75/2022 y 76/2022 (BO 26/02/2022) el ENRE aprobó los valores del Costo Propio de Distribución de EDESUR S. A. y EDENOR S.A., que serán aplicables a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero horas (00:00 hs) del 01/03/2022.

Por medio de la emisión de la Resolución N° 64/2022 (BO 26/02/2022), el ENRE dispuso que el primer período de gestión de EDENOR S.A. y EDENOR S.A., se tendrá por cumplido al finalizar el plazo establecido para la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), según Decreto N° 1020 del 16/12/2020.

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 N° 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 MEyMN° 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 MEyMN° 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 a 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 N° 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 registrará 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 N° 986/2018, la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente del por entonces Ministerio de Hacienda, dictó la Disposición N° 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.

Mediante la Disposición N° 40/2021 (BO 20/07/2021), la Subsecretaría de Energía Eléctrica aprobó el Procedimiento para la Obtención del Certificado de Crédito Fiscal del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, sancionado mediante Ley N° 27.424; y los montos a asignar como beneficio promocional. En este sentido, la norma expresa que las modificaciones introducidas tuvieron en cuenta la evolución del mercado, los cambios en las variables de la economía argentina y su impacto en la plena aplicación del beneficio promocional por lo que devino necesario adoptar medidas para garantizar la efectividad del incentivo, sostener la generación de empleo en el sector y asegurar el normal funcionamiento del Procedimiento para la Obtención del Certificado de Crédito Fiscal del Régimen.

Finalmente, a través de la Resolución N° 490/2021 (BO 19/11/2021), modificatoria de la Resolución 189/2019, el ENRE aprobó las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las áreas de concesión de EDENOR S.A y EDESUR S.A., contenidas en el Anexo aprobado por la misma Resolución, con vigencia a partir del 1 de abril de 2021. Se aclara que en el caso de usuarios con mediciones de energía sin discriminación horaria (T1 y T2) y hasta tanto se adecuen los sistemas de medición, el precio de compra de la energía eléctrica que debe considerarse es el correspondiente al período horario definido como resto; y para aquellos usuarios cuyo servicio contratado con el distribuidor discrimine el precio de la energía dentro de su esquema tarifario en segmentos horarios (T3), la inyección de energía eléctrica se liquida al precio de cada banda horaria según corresponda.

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 – 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-. 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 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 1° 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 “PLANE 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 - PLANE 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.

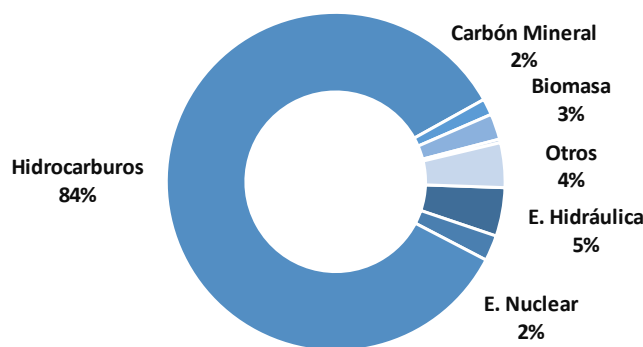
Mediante la Resolución N° 984/2021 (BO 19/10/2021), la Secretaría de Energía convocó al Concurso Público Nacional "Ronda #3"; y mediante la Resolución N° 1091/2021 (BO 12/11/2021) se aprobó el procedimiento aplicable al concurso.

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

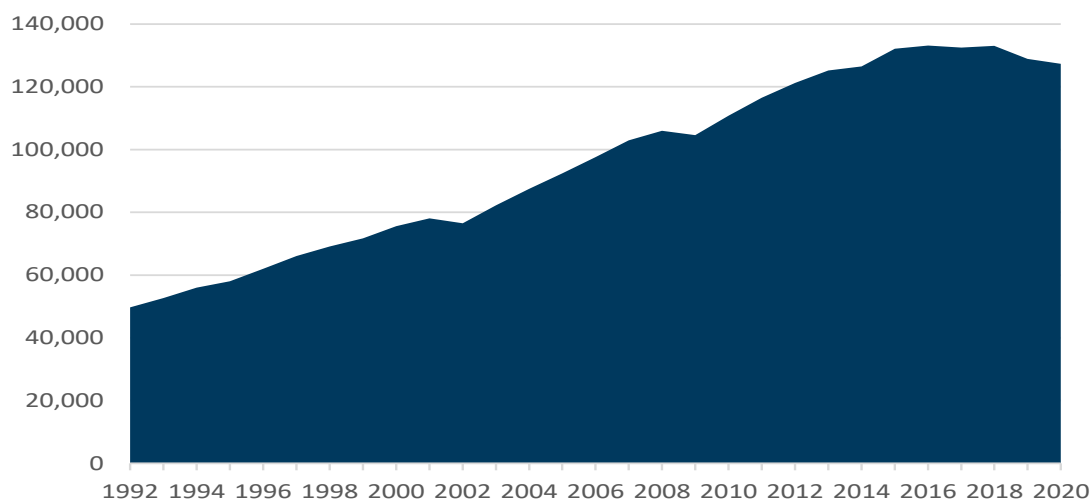
Durante los primeros 15 años del siglo XXI, la alta dependencia de los hidrocarburos y la caída en la producción de gas sumado a una demanda eléctrica en crecimiento constante y una oferta que creció de forma más moderada puso al sistema eléctrico en jaque. Este último operó sin reservas, con un alto 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.

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. Otra excepción fue el año 2020, donde la pandemia de Covid-19 y el aislamiento preventivo y obligatorio generó una gran caída en la actividad comercial e industrial, logrando que la demanda del año 2020 fuera menor al 2019 y a la de los últimos años. En promedio, durante los últimos casi 60 años ha crecido en alrededor del 3%; crecimiento que se verifica en el período 2002-2019. Durante el año 2021 a causa de la recuperación de la pandemia, la demanda volvió a crecer, superando los niveles pre-pandemia.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA [GWh]

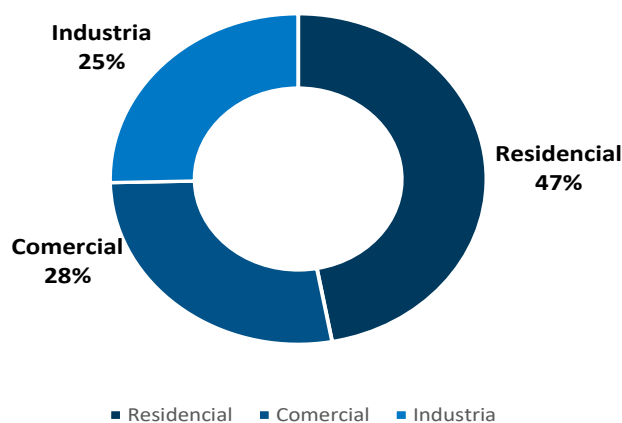


Fuente: CAMMESA

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 46% del consumo total en el año 2021) está asociado a las temperaturas y las tarifas que deben pagar; el consumo comercial (27%) e industrial (27%) varía principalmente en función del rendimiento de la economía. El año 2021 fue un año de recuperación tras la gran caída industrial y comercial del año 2020 y normalización de las mismas.

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 [%]

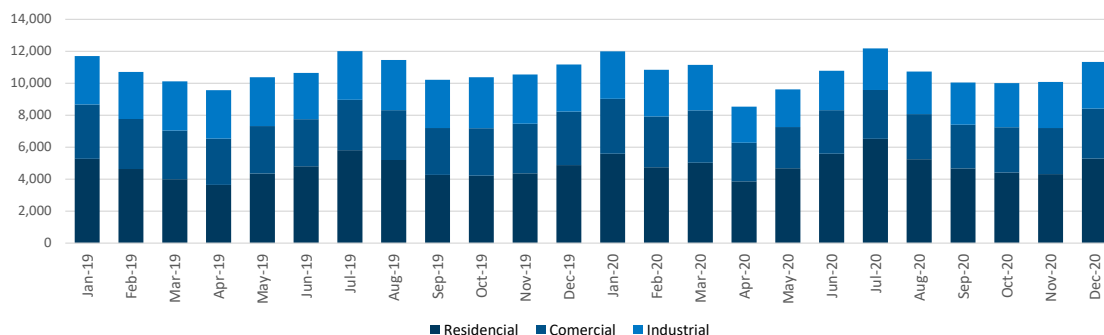


Fuente: CAMMESA

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 / 2021 [%]



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, (iii) 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 enero de 2022 se verificaron los máximos históricos del consumo de energía eléctrica. El punto máximo de consumo de 28.231MW se alcanzó el 14 de enero de 2022 a las 14 hs, con la particularidad de no contar prácticamente con reserva rotante para cubrir la seguridad del sistema eléctrico y con una importación de 1000 MW medios..

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	28/02/17
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 42.989 MW en diciembre 2021. 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 (ERNCC) 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 periodo, 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.

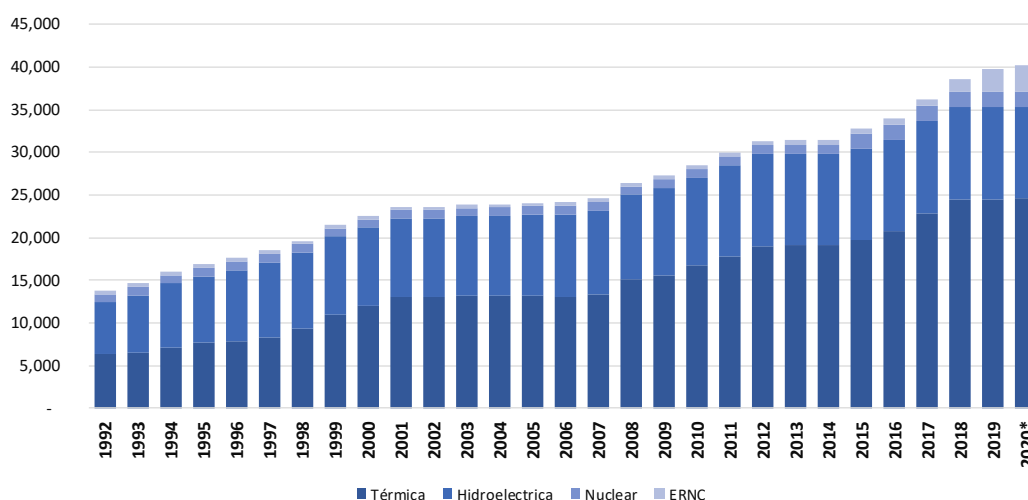
Para mitigar el déficit de potencia firme, se dictó la Resolución N° 21/16 mediante la cual se convocó a presentar proyectos de generación que pudieran estar en operación en el corto plazo. Luego, con el fin de reducir costos y aumentar la confiabilidad del Sistema Eléctrico se lanzó la convocatoria -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 2025 se espera que la capacidad instalada supere los 45.000 MW.

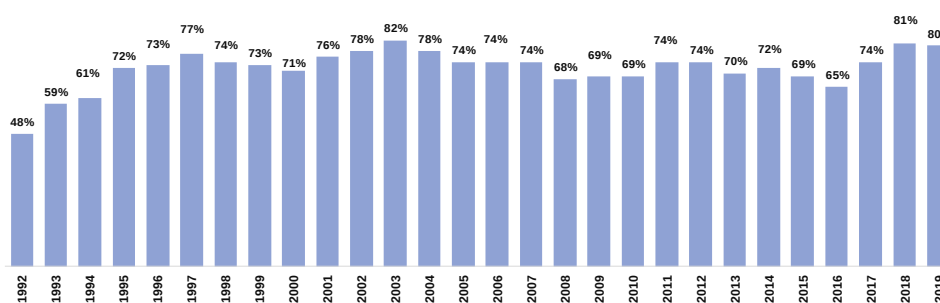
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA [MW]



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

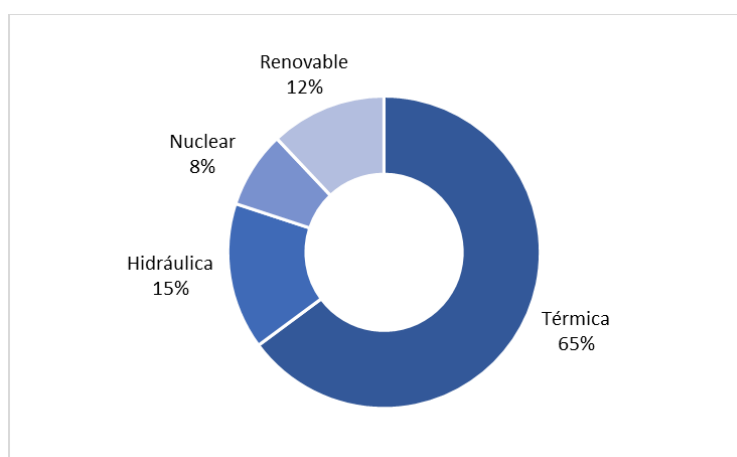
En general, el factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo, a excepción de casos puntuales en los cuales se han sufrido daños importantes (como el caso de Yacyretá)

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. 65% en promedio) fue la principal fuente de energía del sistema eléctrico argentino, seguido por la generación hidroeléctrica (15%), la energía renovable (12%) y la nuclear (8%). El gráfico a continuación muestra los valores para 2021.

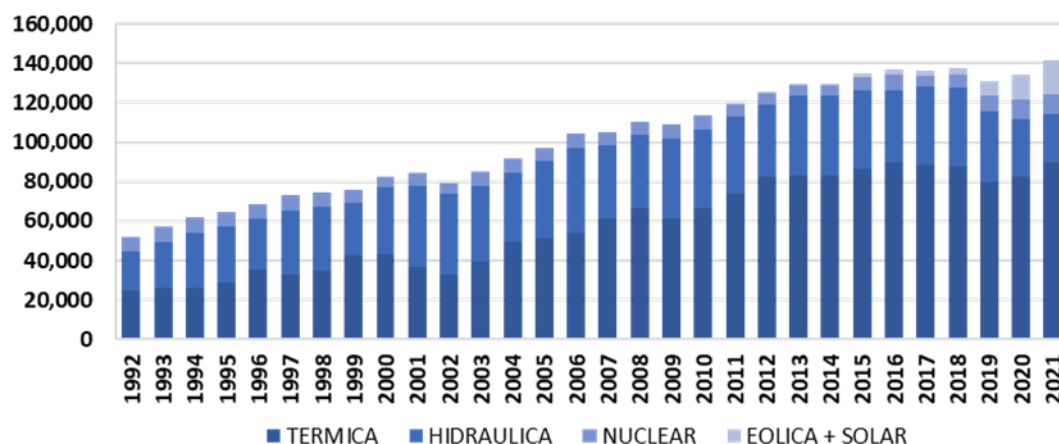
GENERACIÓN 2021 [%]



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 15%, principalmente debido a que 2019, 2020 y 2021 fueron años secos, reduciéndose los aportes de los principales ríos, además del mayor impacto de las energías renovables en la matriz energética argentina. El año 2021 presentó una caída de la generación hidroeléctrica del 32% respecto a 2019 y un 17% respecto a 2020. Adicionalmente, la generación a través de ERNCh ha ido aumentando, como consecuencia del ingreso de los proyectos de RenovAr y MATER, que pasaron de pesar menos del 2% en 2017 al 12% en diciembre del 2021.

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 2021 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.

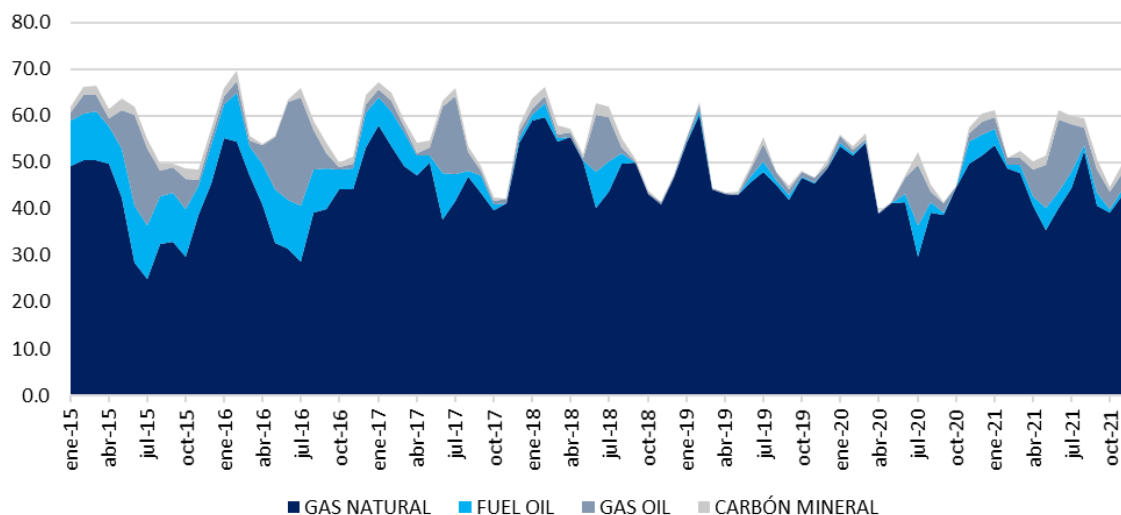
Si bien durante los 90s y parte de la primera década del siglo XXI, el principal combustible de la generación térmica fue el gas natural; a partir de 2007, las restricciones en la oferta de gas natural -primero en invierno y luego durante todo el año-, principalmente provocada por la falta de señales 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 donde 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. Durante el año 2021 el consumo y los precios de los combustibles líquidos aumentaron un 76% respecto a 2020 como consecuencia de la menor disponibilidad de gas natural para usinas por la insuficiente capacidad de evacuación en el sistema de transporte de gas.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE [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 la asamblea estuviera inscrita 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 ésta 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

modificadorias, 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 2021, el 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, los miembros del Directorio de YPF LUZ han renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. En 2021, 2020 y 2019 la Comisión Fiscalizadora ha renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos.

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 de personal permanente y temporario el cual, al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 de acuerdo a información interna de la Sociedad, alcanzó un total de 353, 340 y 336, 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 353 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 52% de este personal ocupa posiciones fuera de convenio, mientras que el 48% 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	24	120	15	3	8	13	183
Dentro de convenio	93	0	31	5	24	17	170
Total	117	120	46	8	32	30	353

En el siguiente cuadro se detalla la clasificación del personal de la Sociedad en orden a sus posiciones vigentes al 31 de diciembre de 2021.

Área	Cantidad de personas
Gerencia	27
Jefatura/Supervisión	50
Coordinación/Supervisión	48
Profesionales/Analistas/Operarios	136
Técnicos	92
Pasantes	0
Total	353

YPF 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).

Contamos con una serie de beneficios corporativos para alcanzar las necesidades de todo nuestro personal y acompañarlo en las diferentes etapas de su vida personal y profesional.

Los beneficios incluyen:

- Bono de corto y de largo plazo
- Planes de cobertura médica para el grupo familiar
- Préstamos personales hasta tres salarios
- Plan de ahorro y pensión con coparticipación de la Compañía
- Seguro de vida opcional, adicional al Seguro de Vida Obligatorio
- Transporte para el personal en operaciones
- Comedor y viandas en planta, y descuentos en almuerzos para el personal de corporación
- Descuento en gimnasio para colaboradores y sus familias
- Asignación por guardería para hijos de hasta 4 años.
- Regalo por nacimiento.
- Kit escolar para quienes tienen hijos en edad escolar.
- Horario flexible y posibilidad de home office coordinado con cada jefatura, cuando la función lo permite
- Jornada reducida y excedencia por maternidad
- Días adicionales de licencia por paternidad
- Vacaciones adicionales a las que establece la ley
- Descuentos en productos y servicios
- Día de cumpleaños

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Accionistas principales

Al 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021 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, éste 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.

Conforme lo dispone la Resolución General N° 830/2020 de la CNV, el artículo 2 dispone que durante todo el periodo 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 DNU N° 297/2020 y normas sucesivas del Poder Ejecutivo Nacional, las entidades emisoras podrán celebrar reuniones del órgano de administración, aun en los supuestos en que el estatuto social no las hubiera previsto, siempre que se cumplan con los recaudos previstos en el artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales.

Sin perjuicio de lo dispuesto por la Resolución General N° 830/2020, el artículo décimo tercero permite la participación de directores a distancia.

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, 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.

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.

Con fecha 30 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 830/2020 mediante la cual se estableció con respecto a las asambleas a distancia durante la emergencia sanitaria que durante todo el periodo en que se prohiba, limite o restrinja la libre circulación de las personas en general, como consecuencia del estado de emergencia sanitaria en virtud del DNU N° 297/2020 y normas sucesivas del Poder Ejecutivo Nacional, las entidades emisoras podrán celebrar reuniones a distancia del órgano de gobierno, aun en los supuestos en que el estatuto social no las hubiera previsto, siempre que se cumplan los siguientes recaudos mínimos: (i) la entidad emisora deberá garantizar la libre accesibilidad a las reuniones de todos los accionistas, con voz y voto; (ii) el canal de comunicación debe permitir la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras en el transcurso de toda la reunión, como su grabación en soporte digital; (iii) en la convocatoria y en su comunicación por la vía legal y estatutaria correspondiente, se debe informar de manera clara y sencilla cuál es el canal de comunicación elegido, cuáles el modo de acceso a los efectos de permitir dicha participación y cuáles son los procedimientos establecidos para la emisión del voto a distancia por medios digitales. Asimismo, se debe difundir el correo electrónico referido en el punto siguiente; (iv) los accionistas comunicarán su asistencia por el correo electrónico que la emisora habilite al efecto. En caso de tratarse de apoderados deberá remitirse a la entidad con cinco días hábiles de antelación a la celebración del instrumento habilitante correspondiente, suficientemente autenticado; (v) deberá dejarse constancia en el acta de los sujetos y el carácter en que participaron en el acto a distancia, el lugar donde se encontraban, y de los mecanismos técnicos utilizados; (vi) la emisora debe conservar una copia en soporte digital de la reunión por el término de cinco años, la que debe estar a disposición de cualquier socio que la solicite; (vii) el órgano de fiscalización deberá ejercer sus atribuciones durante todas las etapas del acto asambleario, a fin de velar por el debido cumplimiento a las normas legales, reglamentarias y estatutarias, con especial observancia a los recaudos mínimos previstos en la Resolución General N° 830/2020.

Adicionalmente, en los casos en que la posibilidad de celebrar las asambleas a distancia no se encuentre prevista en el estatuto social, se deberá cumplir, además, los siguientes recaudos: 1) En adición a las publicaciones que por la ley y estatuto corresponden, la entidad emisora deberá difundir la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios, a fin de garantizar los derechos

de los accionistas; 2) la asamblea deberá contar con el quórum exigible para las asambleas extraordinaria y resolver como primer punto del orden del día su celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social.

Sin perjuicio de lo dispuesto por la Resolución General N° 830/2020, el artículo décimo sexto de la Sociedad prevé que las asambleas, cualquiera sea su tipo, podrán ser celebradas a distancia y funcionar con los asistentes presentes o comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras tales como videoconferencia u otro medio asimilable y siempre que se respete las normas propias de acreditación, registración, conformación del quórum y representación y se asegure la confluencia virtual y simultaneidad de los participantes así como la inmediatez en el proceso de comunicación verbal y emisión de voto.

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 celebremos 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 31 a nuestros Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre de 2021. 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° 238/2022.

CAMMESA es nuestro principal comprador de energía. El siguiente cuadro presenta el importe de los saldos al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 y de las transacciones realizadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 con CAMMESA.

		Créditos por ventas	Otros créditos corrientes	
(cifras expresadas en miles de pesos argentinos)				
CAMMESA	31.12.2021	6.503.954	-	-
	31.12.2020	5.572.410	-	-
	31.12.2019	4.256.169	34.008	-
		Ingresos	Compras y Servicios	Intereses
(cifras expresadas en miles de pesos argentinos)				
CAMMESA	31.12.2021	28.685.183	177.655	1.211.000
	31.12.2020	14.914.117	169.023	670.681
	31.12.2019	12.010.183	283.179	611.025

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. 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 2023.

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 a grega 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 123 MW 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 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 ejecución de obra, el montaje y puesta en marcha del parque eólico fue de aproximadamente US\$135.804.223. 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 a la ejecución de obra, montaje y puesta en marcha de estos. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgó una garantía técnica de la obra y 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. 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. Con fecha 15 de diciembre, CAMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 101,5 MW correspondientes a 23 aerogeneradores. Posteriormente, se obtuvo la habilitación comercial de los restantes aerogeneradores que completan PECL, de modo de alcanzar una potencia total de 123 MW.

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 52 MW 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 pagado

a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como el montaje y puesta en marcha del parque eólico fue 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 otorgó 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. Con fecha 14 de mayo de 2021, CAMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 20,15MW correspondientes a 5 aerogeneradores. Posteriormente, se obtuvo la habilitación comercial de los restantes aerogeneradores que completan PELT II, de modo de alcanzar una potencia total de 52 MW.

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 aquellas 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 o miembros del consejo de vigilancia de la sociedad emisora, así como a los gerentes generales o especiales designados de acuerdo con el artículo 270 de la Ley General de Sociedades y sus modificaciones; (ii) las personas humanas o jurídicas que tengan el control o posean una participación significativa en el capital social de la sociedad o en el capital de su sociedad controlante (según las definiciones previstas por las Normas de la CNV); (iii) otra sociedad que se halle bajo control común del mismo controlante; (iv) a los ascendientes, descendientes, cónyuges o hermanos de cualquiera de las personas humanas 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 aquellas 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 a 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 2021, 2020 y 2019.

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.

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.

	2021	2020	2019	2018
Capitalización del mercado (en miles de millones de pesos)(1)	4,287	2.844	2.409	10.786
Porcentaje sobre PBI	9%	11%	11%	74%
Volumen (en miles de millones de pesos)	57.837	30.505	10,467	4,144
Volumen promedio diario negociado (en millones de pesos)	112.037	65.595	32,080	16.577

(1) Última información disponible para capitalización de mercado: diciembre 2021. Información Argentino de Mercado de Capitales (“IAMC”).

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 en 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 los 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 suscrito;
- 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 2021 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, transporte, 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, éste 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 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 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, 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 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, éste 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, 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.

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 a ludidas 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 tu viera 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.

Contratos importantes

La Sociedad no cuenta con contratos importantes distintos de los contratos originados en el curso ordinario de sus negocios del cual es parte celebrados en los dos años anteriores a la fecha del presente Prospecto.

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, que fuera reemplazada por sucesivas comunicaciones del BCRA, quedando vigente a la fecha del presente Prospecto, la Comunicación “A” 7490, 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 N° 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 a 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 ⁽¹⁾	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
2021	84,70	102,75	95,80	102,75
Mes				
Enero 2022	103,04	105,02	103,98	105,02
Febrero 2022	105,14	107,44	106,31	107,44
Marzo 2022	107,94	110,98	109,46	110,98

⁽¹⁾ Representa el promedio de los tipos de cambio al último día de cada mes durante el período.

Fuente: Tipo de cambio de referencia Comunicación "A" 3500 del Banco Central.

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 correspondencia 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 MLC.

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 sustituyó 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, en forma concordante con lo dispuesto en el Decreto N° 91.

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 período específico de tiempo para distintos bienes y servicios en cuestión.

El contravalor en divisas de la exportación hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado de cambios en los siguientes plazos a computar desde la fecha del cumplimiento de embarque otorgado por la Aduana. El plazo de ingreso y liquidación varía según el tipo de bien, estableciéndose los siguientes plazos computados en días corridos: (i) 15; (ii) 30; (iii) 60; (iv) 120; (v) 180; y (vi) 365 para las operaciones que se concreten en el marco del régimen “EXPORTA SIMPLE”, independientemente del tipo de bien exportado.

Independientemente de los plazos máximos descripto precedentemente, 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), podrán 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 a biertas para financiar importaciones de bienes, en la medida que se cumplan con las condiciones previstas.

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.

Según las Normas Cambiaria, se consideran importaciones argentinas de bienes a aquellas operaciones que cuenten con el correspondiente registro de ingreso aduanero de los bienes ante la Aduana de la República Argentina. El pago de importaciones de bienes comprende a todo concepto que forme parte de la condición de compra pactada registrada en la factura emitida por el proveedor del exterior, distinguiéndose entre pago de importaciones que cuentan con registro de ingreso aduanero y pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. En este último caso, los pagos cursados quedarán sujetos a un seguimiento para verificar que se efectúe el registro de ingreso aduanero de los bienes en los plazos previstos en las Normas Cambiarias.

Requisitos adicionales para el pago de importaciones

Mediante la Comunicación “A” 7490 de fecha 12 de abril de 2022, y sus modificatorias, 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 31 de diciembre de 2022, inclusive, para acceder al MLC para la realización de pagos de importaciones de bienes (códigos de concepto B05, B06, B07, B10, B12, B13, B15, B16, B17, B18, B19, B20 y B21) 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 cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia que el monto total de los pagos a 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\$250.000 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. En los casos en los cuales el comprador al exterior vende los bienes localmente a un tercero que efectúa el registro aduanero de los bienes según lo contemplado en el punto 10.6.4. (es decir, como ventas internas con anterioridad al registro aduanero), en la medida que tal situación haya sido registrada ante el BCRA, el monto de las importaciones deberá ser computado a nombre de quien efectivamente realizó la compra de los bienes al exterior.;

(b) más el monto de los pagos cursados por el MLC a partir del 6 de julio de 2020 que correspondan a importaciones de bienes ingresadas por solicitud particular o courier o a operaciones que queden comprendidas en los puntos 10.9.1. a 10.9.3. de las Normas Cambiarias -es decir, (i) pagos de insumos, equipos y repuestos a la construcción, reparación, mantenimiento y reemplazo de partes de instalaciones de producción y tratamiento de hidrocarburos off shore; (ii) pagos

destinados a su venta en tiendas libres de impuestos según régimen de la ley 22.056; (iii) pagos de bienes ingresados a depósitos francos habilitados de acuerdo con la Resolución N° ANA 2676/79", 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 ;

(c) más el monto de los pagos cursados en el marco de los puntos 10.11.3 a 10.11.8 y 10.11.9 de las Normas Cambiarias, no asociados a importaciones comprendidas en los puntos a) y b) precedentes .

(d) más los pagos asociados a bienes donados al Ministerio de Salud de la Nación para fortalecer la capacidad de atención médica o sanitaria del país, según lo previsto en el punto 10.6.5. de las Normas Cambiarias

(e) 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.

La entidad financiera interviniente deberá, adicionalmente a solicitar la declaración jurada del cliente, constatar que tal declaración resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

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, en la medida que se cumpla alguna de las condiciones previstas en los puntos 10.3.2.7 i) a 10.3.2.7. vii).

(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, en la medida que la deuda con tales acreedores se haya originado con anterioridad al 1° de julio de 2020 o surgido de contratos de garantía anteriores a esa fecha. Si la deuda fue adquirida por estos acreedores luego de esa fecha a un acreedor distinto a los detallados, el pago no quedará comprendido por lo dispuesto en este punto. También resultará de aplicación lo dispuesto en este punto cuando la deuda por importaciones de bienes cumpla las condiciones indicadas y se encuentre cubierta por garantías emitidas por aseguradoras privadas por cuenta y orden de gobiernos nacionales de otros países. En todos los casos, la entidad interviniente deberá contar con documentación en la que conste explícitamente tal situación.

(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) se trate de un pago con registro de ingreso aduanero pendiente destinado a la adquisición de bienes de capital (códigos de concepto B12, B20 y B21) y la entidad cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que, incluyendo el pago anticipado cuyo curso se está solicitando, el monto pendiente de regularización por pagos cursados en el mercado de este punto a partir del 1° de diciembre de 2021, no se supera el equivalente a US\$ 1.000.000..

En caso de que se exceda el monto indicado en el párrafo precedente, se deberá verificar las siguientes condiciones: a) la suma de los pagos anticipados cursados en el marco de este punto no supera el 30% del monto total de los bienes a importar; b) la suma de los pagos anticipados, a la vista y de deuda comercial sin registro de ingreso aduanero cursados en el marco de este punto, no supera el 80% del monto total de los bienes a importar. Se deben considerar como bienes de capital a aquellos que correspondan a las posiciones arancelarias clasificadas como BK (Bienes de capital) en la nomenclatura común del MERCOSUR. A su vez, la Comunicación "A" 7490 estableció que los pedidos de conformidad previa deberán ser tramitados a través de una entidad autorizada a cursar pagos de importaciones de bienes, la cual deberá realizar una presentación a través de la mesa de entradas del BCRA dirigida a la Gerencia Principal de Exterior y Cambios. El 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" 7490 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 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” 7490, 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 puntos 10.10.1 y 10.10.2 de la Comunicación “A” 7490, deberá contarse con la conformidad previa del BCRA excepto cuando el acceso tenga lugar:

(i) una vez transcurridos 90 días corridos desde la fecha de registro de ingreso aduanero de los bienes, en el caso de que éstos correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 10.10.1 de la Comunicación “A” 7490;

(ii) una vez transcurridos 365 días corridos desde la fecha de registro de ingreso aduanero de los bienes, en el caso de que éstos correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 10.10.2 de la Comunicación “A” 7490;

Asimismo, hasta el 30 de junio de 2022, las entidades deberán adicionalmente cumplimentar las disposiciones complementarias previstas en el punto 10.11 de la Comunicación “A” 7490 referentes al acceso al MLC para la realización de pagos de importaciones de bienes o la cancelación de capital de deudas originadas en la importación de bienes.

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 cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de Proyectos de Inversión (conforme se define más adelante) en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a un año, considerados los pagos de servicios de capital e intereses;

(ii) pagos de capital e intereses de 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 capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en el exterior o en moneda extranjera, concertadas a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 de la Comunicación "A" 7490;

(iv) pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC a partir del 16 de octubre de 2020 y hayan permitido alcanzar los parámetros previstos en el esquema de refinanciación postulado por el punto 3.17 de la Comunicación "A" 7490;

(v) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, cuyos fondos hayan sido liquidados en el mercado de cambios a partir del 16 de octubre de 2020 y hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 de la Comunicación "A" 7490.

(vi) 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 30 de junio 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

(vii) 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 3 (tres) años siguientes a su finalización, 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 "A" 7490;
- 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 cumpliendo con las condiciones establecidas por el BCRA. 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 y su identificación. 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" 7490 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, 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) el ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el MLC que sea aplicable a la operación.;
- (iii) los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al MLC contra moneda local, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado. Si el ingreso correspondiente 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.
- (iv) 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 al exterior por uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país

Las entidades financieras y empresas no financieras emisoras de tarjetas locales deberán contar con la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado local de cambios para realizar pagos al exterior por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas, 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; y/o
- transferencia de fondos a cuentas de proveedores de servicios de pago; y/o
- transferencia de fondos a cuentas de inversión abiertas en administradores de inversiones radicados en el exterior; y/o

- realización de operaciones cambiarias en el exterior; y/o
- la adquisición de criptoactivos en sus distintas modalidades; y/o
- adquisición de joyas, piedras preciosas y metales preciosos (oro, plata, platino, etc.).

A su vez, a través de la 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 1° 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 1° 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 financiamientos 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 BCRA 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 a 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 BCRA 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 BCRA, 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 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 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 BCRA 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 BCRA, 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.

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 exceptuó 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 a asociados a los beneficios otorgados por el Gobierno Nacional en el marco de las Leyes N° 24.043, N° 24.411 y N° 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.

En el caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables realizadas por la empresa local, la entidad cuente con la documentación que demuestre que se han cumplimentado los mecanismos legales previstos y haya verificado que se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos” el pasivo

en pesos con el exterior generado a partir de la fecha de la no aceptación del aporte irrevocable o de la reducción de capital, según corresponde.

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. El acceso al mercado de cambios por parte de los clientes para la precancelación de estas financiaciones requerirá la conformidad previa del BCRA.

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. Este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales.

A los efectos de la definición de contraparte vinculada, resulta de aplicación el punto 6.6. “Operaciones con contrapartes vinculadas” de la Comunicación “A” 7490 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 “A” 7490, 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.

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 “A” 7490 dispone que quienes registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2022 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 MLC 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.

Adicionalmente la refinanciación otorgada por el acreedor original, el esquema de refinanciación también se considerará cumplimentado cuando se acceda al MLC por un monto superior al 40% del monto del capital que vencía, en la medida que, por un monto igual o superior al excedente, el deudor: (i) registre liquidaciones en el MLC a partir del 9 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; o (ii) registre liquidaciones en el MLC a partir del 9 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3 de las Normas Cambiarias; o (iii) cuente con una “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” emitida en el marco del punto 3.18 de las Normas Cambiarias.

La refinanciación obligatoria dispuesta por la Comunicación “A” 7490 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) endeudamientos originados a partir del 1° de octubre de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC; (iv) endeudamientos originados a partir del 1° de octubre de 2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en los apartados a) y b) precedentes; (v) la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros previstos en los apartados a) y b) precedentes; (vi) un deudor que accederá al MLC para la cancelación del capital por los endeudamientos comprendidos por un monto que no superará el equivalente de US\$ 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades. .

Por su parte, la Comunicación “A” 7490, establece los siguientes recaudos aplicables a la precancelación de endeudamientos alcanzados por el proceso de refinanciación establecido originalmente por la Comunicación 7106:

(i) Precancelación de deudas bajo procesos de refinanciación

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 los apartados a) y b) precedentes, 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 abonado 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) la precancelación se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente; (b) el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (c) la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y (iv) 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 “A” 7490

Se considerará cumplimentado el esquema de refinanciación previsto en la Comunicación “A” 7490 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” 7490 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 servicios 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 durante los primeros dos años, un monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros dos años 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.

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 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 la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

(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 o de compra;

(iii) las nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el (i) 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 MLC;

(i) las emisiones realizadas a partir del 9 de octubre de 2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en el exterior o en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 2 (dos) años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos por el BCRA;

(ii) las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los 2 (dos) primeros años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

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 MLC se realice con una anterioridad que no supere en más de 5 días hábiles el plazo admitido en cada caso;
- (iii) el acceso al MLC 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 avaluar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en estas disposiciones.

Los fondos en moneda extranjera adquiridos y que no se utilizan 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 MLC para cambiar moneda extranjera y transferirla al exterior para realizar pagos de ganancias y dividendos a accionistas no residentes, sin la aprobación previa del BCRA 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 MLC 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 MLC 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 BCRA para acceder al MCL para el giro al exterior de divisas por estos conceptos.

Liquidación de financiamientos otorgados por entidades financieras en moneda extranjera a importadores

Las prefinanciamientos, financiamientos y postfinanciamientos 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 MCL 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 BCRA 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 BCRA 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 corresponden sean retenidos por el residente que realiza el pago al exterior.

(vii) Pago del capital de deudas a partir del vencimiento, cuando el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco del punto 3.18. de las Normas Cambiarias, por el equivalente al valor que se abona.

(viii) Hasta el 31 de diciembre de 2021, pago a partir del vencimiento del capital de deudas vigentes al 30 de junio de 2021 cuando el cliente cuente con una certificación emitida en los 5 (cinco) días hábiles previos por una entidad en el marco de lo dispuesto en el punto 3.19. de las Normas Cambiarias (Acceso con certificación de ingreso de nuevo endeudamiento con el exterior), por el equivalente al valor que se abona. A partir del 3 de enero de 2022, pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar, cuando el cliente cuente con una certificación emitida en los 5 (cinco) días hábiles previos por una entidad en el marco de lo dispuesto en el punto 3.19. (Acceso con certificación de ingreso de nuevo endeudamiento con el exterior), por el equivalente al valor que se abona.

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 a aquellas transacciones en las que tiene lugar el traspaso de activos intangibles a socios 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) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior;
- (ii) 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;
- (iii) las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local. En la medida que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera del cliente, estas operaciones solo podrán ser realizadas, sin conformidad previa del BCRA, por personas humanas hasta el monto admitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.13 del Texto Ordenado de las Normas sobre Exterior y Cambios;
- (iv) las operaciones de canje y arbitraje de personas humanas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos resultantes sean acreditados en una “Caja de ahorro para turistas” prevista en las normas sobre “Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales”;
- (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 BCRA 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 debitar el monto 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 “A” 7490, el BCRA estableció que:

(i) no podrán concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferirlos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación de pesos de títulos valores emitidos por no residentes: (a) los beneficiarios de refinanciamientos previstas en el punto 1.1.1. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”, hasta su cancelación total; (b) los beneficiarios de “Créditos a Tasa Cero”, “Créditos a Tasa Cero 2021”, “Créditos a Tasa Cero Cultura” o “Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas”, previstas en los puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”, hasta su cancelación total; (c) los beneficiarios de financiamientos en pesos comprendidas en el punto 2. de la Comunicación “A” 6937, en los puntos 2. y 3. de la Comunicación “A” 7006 y normas complementarias; hasta su cancelación total; (d) los beneficiarios de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto a la actualización del valor de la cuota; (e) aquellas personas humanas alcanzados por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020;

(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 a 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. Lo indicado en referencia a la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores por no residentes rige para las adquisiciones liquidadas a partir del 29 de octubre de 2021; 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 de clientes consistentes en transferencias al exterior desde una cuenta local en moneda extranjera a cuentas bancarias en el exterior de titularidad de la misma persona, en la medida que correspondan a transferencias al exterior de los fondos remanentes en una “Caja de ahorro para turistas” al momento del cierre; (ii) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente; (iii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o compra; y (iv) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias 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.

Requisitos adicionales para realizar egresos a través del MLC

A través de la Comunicación “A” 7490, el BCRA estableció requisitos adicionales para realizar egresos a partir del 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 “A” 7422 incluye 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 establece 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:

(iii) Requisitos adicionales para realizar egresos a través del MLC

En el caso de egresos a través del 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 financieros 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 en el país denominados en moneda extranjera 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 residentes 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, compra de moneda extranjera para operaciones con derivados financieros, compra de moneda extranjera por parte de no residentes, canjes y arbitrajes con clientes no asociados a ingresos de divisas del exterior, cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras, refinanciación de vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera hasta el 31 de diciembre de 2021), la entidad financiera deberá contar con la conformidad previa del BCRA, excepto que cuente con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que:

(iv) 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 depositadas 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 “A” 7490 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 o monedado 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 con custodia en el país o en el exterior, fondos en cuenta de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, cryptoactivos, 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 financiamientos 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 de scargarse 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 a 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 al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$ 10.000, 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” 7490, 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 que impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$10.000.

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 BCRA 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 BCRA a través de la Comunicación “C” 89476 informó la nómina de exportadores e importadores declarados como sujetos obligados a cumplir 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 a 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 BCRA de las Normas Cambiarias, la CNV implementó una serie de medidas complementarias a lo dispuesto por el BCRA a fin de evitar la compra venta simultánea de valores negociables tendientes a eludir las restricciones al acceso al MLC para la compra de moneda extranjera.

Con fecha 15 de noviembre de 2021, la CNV emitió la Resolución General N° 911/2021, a través de la cual incorporó mayores restricciones a las previstas en la Resolución General N° 907/2021 (la “Resolución 907”), orientadas a disminuir el volumen de demanda de moneda extranjera en jurisdicción local sobre los valores negociables nominados en dólares estadounidenses y emitidos bajo ley local. En este sentido, a través de la Resolución 911, la CNV estableció que en las operaciones de compraventa de valores negociables de renta fija, nominados y pagaderos en dólares estadounidenses, emitidos por la República Argentina bajo ley local,

y para el conjunto de todas las subcuentas comitentes y de dichos valores negociables, al cierre de cada semana del calendario se deberá observar que el total de ventas con liquidación en moneda extranjera no podrá ser superior a 50.000 nominales. Este límite opera para cada subcuenta comitente como para el conjunto de subcuentas comitentes de las que fuera titular o cotitular un mismo sujeto y para el conjunto de las operaciones con liquidación en moneda extranjera. Los artículos 6° y 6° Bis del Capítulo V del Título XVIII “Disposiciones Transitorias” de las Normas de la CNV, modificados por la Resolución 911, fueron dejados sin efectos por la Resolución General 923/2022 emitida el 3 de marzo de 2022 por la CNV.

En este sentido, la CNV a través de las Resoluciones Generales N° 895/2021 y 923/2022, 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.

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 N° 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 N° 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 N° 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 proveere 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 a 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 mercado 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 a 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 N°4/2017, 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 N° 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 N° 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 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, a portes 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/uiif>) 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	Canadá	Finlandia	Países Bajos	Qatar
Australia	Chile	Francia	Reino Unido	
Bélgica	Dinamarca	Italia	Rusia	
Bolivia	Emiratos Árabes Unidos	México	Suecia	
Brasil	España	Noruega	Suiza	

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 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 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 (t.o. 2019) 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 (t.o. 2019) 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 (t.o. 2019), 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 (t.o. 2019):

- 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 (t.o. 2019) 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 (t.o. 2019) 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 (t.o. 2019) 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 (t.o. 2019), 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 (t.o. 2019) 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 a delante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos al impuesto a la escala prevista en el art. 73 inc. a) de la LIG (t.o. 2019) cuyo rango va del 25% al 35%.

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), situados en el país o en el exterior 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. En virtud de la sanción de la ley 27.667 (B.O. 31/12/2021) dicho importe se eleva a Ps. 6.000.000 y se dispone un mecanismo de actualización por el coeficiente que surja de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC), aplicable desde el período fiscal 2022 en adelante.

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. 6.000.000 mencionados precedentemente en el período fiscal 2021 o el valor que resulte de la actualización anual, en los períodos fiscales siguientes.

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”.

Los bienes en el país pertenecientes a personas humanas y sucesiones indivisas, residentes en el país, se encuentran gravados a una escala de alícuotas progresivas establecidas por la ley 27.667 cuyo rango va del 0.50% al 1.75% a partir del período fiscal 2021. Respecto a los bienes en el exterior, el artículo 4° de la Ley N° 27.667 incorpora alícuotas diferenciales cuyo rango se eleva del 0.70% al 2.25%, excepto en caso de repatriación, bajo ciertas condiciones, de activos financieros.

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 de la 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 ubicados 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) N° 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 a 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, exentos 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.

Con fecha 27/12/2021, el Estado Nacional y las provincias firmantes suscribieron un nuevo Consenso Fiscal 2021, que modifica todos los anteriores. 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: Córdoba, Entre Ríos, Jujuy, La Rioja. La Provincia de Mendoza posee el proyecto elevado a la Legislatura.

Impuesto a la Transferencia Gratuita

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la transmisión 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 9,51% 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 alícuotas percibidas, 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 (t.o.2019), 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 (t.o. 2019) define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes a 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	

Adicionalmente, el último párrafo del Artículo 24 del DRLIG establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, 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 (Ley N° 27.541). 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.

Posteriormente, la ley 27562 (BO 26/8/2021), de ampliación de moratoria, extendió el régimen de regularización de obligaciones dispuesto por la ley anterior 27541 en tres aspectos: permitir la inclusión de todos los contribuyentes, no solo de aquellos categorizados como MiPymes, admitir la inclusión de obligaciones vencidas hasta el 31 de julio de 2020 y extender la adhesión hasta el 31 de octubre de 2020.

El pasado 11/11/2021 se publicó en el Boletín Oficial la Ley de Alivio Fiscal (ley 27.653) que establece la condonación de deudas tributarias, aduaneras y de la seguridad social, líquidas y exigibles vencidas hasta el 31 de agosto de 2021 para entidades sin fines de lucro, MiPymes y personas humanas consideradas pequeños contribuyentes con deudas inferiores a Ps. 100.000. Asimismo, amplió la moratoria de regularización de obligaciones tributarias, de la seguridad social y aduaneras prorrogándose la vigencia, permitiendo el acogimiento por las obligaciones vencidas al 31/08/2021 inclusive o infracciones relacionadas con dichas obligaciones.

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.

ANEXO A

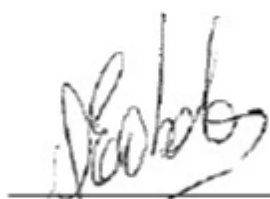
A continuación se incluye la tabla con la descripción de las secciones y subtítulos del prospecto de emisor frecuente de la Compañía que se corresponden con el diagrama de información requerido en el Anexo I-A. Prospecto del Capítulo II, Título II de las Normas CNV (N.T. 2013 y modificatorias).

Anexo I-A, Capítulo IX, Título II de las Normas CNV (N.T. 2013 y modificatorias)	Prospecto de Emisor Frecuente
I. Portada.	Portada
II. Índice	Índice
III. Información sobre el Emisor. a) Reseña histórica.	Información sobre la Emisora – Historia y desarrollo.
III. Información sobre el Emisor. b) Descripción del sector industrial al que pertenece el Emisor.	Resumen. Introducción.
III. Información sobre el Emisor. Descripción de las actividades y negocios. Se deberá proporcionar la siguiente información: 1) Una descripción de la naturaleza de las operaciones de la emisora y sus principales actividades, informando sobre los principales productos vendidos y/o servicios prestados durante los últimos tres (3) ejercicios financieros; 2) Se indicará cualquier nuevo producto o servicios que haya sido presentado o ofrecido y el estado de desarrollo de nuevos productos en la medida que hayan sido dados a conocer públicamente. Asimismo, se consignará las cuestiones ambientales pertinentes para una razonable ponderación de la emisora, o una explicación de por qué la administración de la emisora considera que no hay cuestiones ambientales involucradas en el negocio descrito.	Resumen. Introducción.
III. Información del Emisor. 3) Una descripción de los principales mercados locales y/o internacionales donde la emisora compite, incluyendo un desagregado de los ingresos totales por segmento de actividad y mercado geográfico para cada uno de los tres (3) ejercicios financieros. Informar sobre los fundamentos de cualquier información que haya dado a conocer la emisora con relación a su posición competitiva.	Información sobre la Emisora – Competencia.
III. Información del Emisor. 4) Una descripción de la estacionalidad del negocio principal de la emisora.	La Industria Eléctrica de Argentina.
III. Información del Emisor. 5) Una descripción de las fuentes y disponibilidad de materias primas, incluyendo una descripción de la volatilidad de los precios de las mismas. 6) Una descripción de los canales de comercialización que utiliza la emisora, incluyendo una descripción de la volatilidad de los precios de las mismas. 7) Información resumida sobre la medida en que la emisora depende, si es el caso, de patentes, licencias o contratos industriales, comerciales o financieros (incluyendo con clientes y proveedores) o nuevos procesos de fabricación, cuando estos factores sean importantes para la rentabilidad del negocio de la emisora.	Información sobre la Emisora.
III. Información del Emisor. 8) Una descripción de los efectos importantes que tiene la regulación estatal y/o ambiental en los negocios de la emisora, identificando los organismos reguladores encargados de la fiscalización. Se	La Industria Eléctrica de Argentina.

incluirá la regulación ambiental que fuera razonablemente pertinente para los negocios.	
IV. Factores de Riesgo.	Factores de Riesgo.
V. Políticas de la Emisora. a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales. Se deberá proporcionar una descripción de las siguientes políticas del Emisor en los últimos tres (3) años incluyendo: 1) Las principales inversiones o desinversiones (incluyendo participaciones en otras empresas) hasta la presentación del prospecto. 2) Información concerniente a las principales inversiones y desinversiones de capital en curso, incluyendo distribución geográfica de esas inversiones (nacionales o extranjeras) y la forma de financiamiento (interno o externo).	Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Inversiones Bienes de capital.
V. Políticas de la Emisora. a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales. 3) Indicación de alguna adquisición del control por oferta pública por terceras partes con respecto a las acciones de la emisora o por ella misma con respecto a las acciones de otras compañías, que hayan ocurrido durante el último ejercicio económico y el corriente.	No aplica por encontrarse admitida únicamente en el régimen de oferta pública de obligaciones negociables.
V. Políticas de la Emisora. a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales. 4) El monto gastado durante cada uno de los tres (3) últimos ejercicios en las actividades de investigación, desarrollo e innovación patrocinados por la emisora.	Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resultados de las operaciones – Costos de producción.
V. Políticas de la Emisora. b) Políticas de Dividendos y Agentes Pagadores. Se deberá informar sobre cualquier restricción a los dividendos, la fecha en la cual el derecho a dividendo surja, si ello es conocido, y los procedimientos para que los tenedores no residentes reclamen sus dividendos.	Dividendos.
V. Políticas de la Emisora. b) Políticas de Dividendos y Agentes Pagadores. Identificar las entidades financieras que, a la fecha de admisión de las acciones al listado y negociación, sean los agentes pagadores de la emisora en los países donde la admisión ha tenido lugar o se espera que tenga lugar.	No aplica por encontrarse admitida únicamente en el régimen de oferta pública de obligaciones negociables.
VI. Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes). a) Directores o Administradores y Gerencia.	Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores, Miembros del Órgano de Fiscalización.
VI. Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes). b) Remuneración.	Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores, Miembros del Órgano de Fiscalización.
VI. Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes). c) Información sobre participaciones accionarias.	No aplica por encontrarse admitida únicamente en el régimen de oferta pública de obligaciones negociables
VI. Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes). a) Directores o	Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores, Miembros del Órgano de Fiscalización.

Administradores y Gerencia. d) Otra información relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales.	
VI. Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes). a) Directores o Administradores y Gerencia. e) Gobierno Corporativo.	Información sobre la Emisora – Estrategia de negocios.
VI. Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes). f) Empleados.	Directores, Gerencia de Primera Línea y Empleados – Empleados.
VII. Estructura del Emisor, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas. a) Estructura del Emisor y su grupo económico y b) Accionistas o Socios principales.	Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – Accionistas principales.
VII. Estructura del Emisor, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas. c) Transacciones con partes relacionadas y d) Otra información con partes relacionadas.	Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – Transacciones con partes relacionadas
VIII. Activos Fijos y Sucursales de la Emisora.	Información sobre la Emisora – Activo fijo.
IX. Antecedentes Financieros.	Introducción – Información disponible.
IX. Antecedentes Financieros. a) Estados Financieros. 1) Estado de resultados y Otros Resultados Integrales.	Información Clave sobre la Emisora – Síntesis de Resultados – Información de los Estados de Resultados – Estados de Resultados Integrales Consolidados.
IX. Antecedentes Financieros. a) Estados Financieros. 2) Estado de Situación Financiera.	Información Clave sobre la Emisora – Síntesis de Resultados – Datos de los Estados de Situación Financiera Consolidados.
IX. Antecedentes Financieros. a) Estados Financieros. 3) Estado de Cambios en el Patrimonio.	Información Clave sobre la Emisora – Síntesis de Resultados – Datos de los Estados de Situación Financiera Consolidados.
IX. Antecedentes Financieros. a) Estados Financieros. 4) Estado de Flujo de Efectivo.	Información Clave sobre la Emisora – Síntesis de Resultados – Datos de los Estados de Situación Financiera Consolidados.
IX. Antecedentes Financieros. b) Indicadores Financieros.	Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Liquidez y Recursos de Capital – Indicadores.
IX. Antecedentes Financieros. c) Capitalización y endeudamiento.	Información Clave sobre la Emisora – Capitalización y Endeudamiento.
IX. Antecedentes Financieros. d) Capital Social.	No aplica por encontrarse admitida únicamente en el régimen de oferta pública de obligaciones negociables.
IX. Antecedentes Financieros. e) Cambios significativos.	Información Clave sobre la Emisora – Cambios Significativos Posteriores al Cierre.
IX. Antecedentes Financieros. f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera.	Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera.
IX. Antecedentes Financieros. f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera. 1) Resultado Operativo.	Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resultado de las operaciones.
IX. Antecedentes Financieros. f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera. 2) Liquidez y Recursos de capital.	Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Liquidez y Recursos de capital.
IX. Antecedentes Financieros. f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera. 3) Información sobre tendencias.	Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Tendencias.

X. Información Adicional. a) Instrumento constitutivo y Estatutos.	Información Adicional – Acta Constitutiva y Estatuto – Objeto Social – Estatuto social – Duración – Tipo de acciones – Suscripción de Acciones – Restricciones a la transferencia de participaciones sociales – Directorio – Comisión Fiscalizadora – Asamblea de accionistas – Dividendos – Aumento de capital – Derechos de suscripción preferente – Reducción de capital – Rescate y recompra de acciones – Liquidación - Acuerdo de Accionistas.
X. Información Adicional. b) Contratos importantes.	Información adicional – Contratos importantes.
X. Información Adicional. c) Controles de cambio.	Información adicional – Regulaciones cambiarias.
X. Información Adicional. d) Carga tributaria.	Información Adicional. d) Carga tributaria.
X. Información Adicional. e) Declaración por parte de expertos.	No aplica.
X. Información Adicional. f) Documentos a disposición.	Información adicional. Documentos a disposición.
XI. Incorporación de información por referencia. Emisores frecuentes.	Información adicional. Documentos a disposición – Introducción - Información disponible.
XII. Final.	Contratapa.



Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado

EMISOR

YPF Energía Eléctrica S.A.

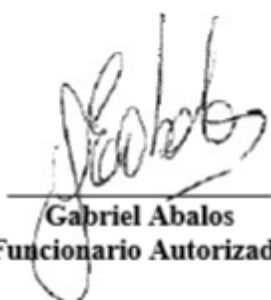
Macacha Güemes 515, Piso 3°
C1106BKK, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Estudio O'Farrell
French 3155, Piso 1°
C1425AWM 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



Gabriel Abalos
Funcionario Autorizado