

PROSPECTO

**YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.**

**Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones)
por un monto máximo de hasta US\$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente
en otras monedas) en circulación en cualquier momento**

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

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

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

Oferta pública autorizada por Resolución del Directorio de la CNV N° RESFC-2019-20192-APN-DIR#CNV, de fecha 17 de abril de 2019. La adenda al prospecto de Programa fue autorizada por Resolución del Directorio de la CNV N° RESFC-2022-21595-APN-DIR#CNV de fecha 20 de enero de 2022. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, económica y financiera, 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 manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto/Suplemento de Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

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

negociables de esa clase o serie serán listadas en BYMA, MAE o la Bolsa de Valores de Luxemburgo, o en cualquier otro mercado y/o bolsa de valores.

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

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Sociedad podrá optar por calificar cada una de las clases o series de obligaciones negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio. Las calificaciones de riesgo no constituirán –ni podrán ser consideradas como- una recomendación de la adquisición de las obligaciones negociables por parte de la Sociedad o por parte de cualquier colocador participante en una clase y/o serie bajo el Programa. El Consejo de Calificación de FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings), en adelante FIX, realizado el 7 de febrero de 2023, confirmó* en “AAA (arg)” a la calificación de Emisor de Largo Plazo de la Compañía (Véase informe en <https://www.fixscr.com/>).

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley 26.831 (la “Ley de Mercado de Capitales”), los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

La CNV no ha emitido juicio sobre el carácter Social, Verde y/o Sustentable que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora. A tal fin, el órgano de administración se orientará por los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV. Asimismo, la Emisora podrá emitir títulos conforme otros lineamientos y principios previstos por ICMA (International Capital Market Association) incluyendo, sin limitación, los Principios de los Bonos Vinculados a la Sostenibilidad (Sustainability-Linked Bond Principles), la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles), así como conforme los parámetros o calificaciones que brinden entidades públicas o privadas.

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

La Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que poseen como mínimo el 10% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre el mismo, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La fecha de este Prospecto es 9 de mayo de 2023.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	4
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	10
RESUMEN.....	22
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	30
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA	36
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA	42
HECHOS POSTERIORES.....	60
FACTORES DE RIESGO	61
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	81
DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS.....	157
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	160
INFORMACIÓN CONTABLE.....	165
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN.....	166
DIVIDENDOS	197
INFORMACIÓN ADICIONAL	198



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. De ser necesario, oportunamente actualizaremos, modificaremos o complementaremos este prospecto, actualizaciones, modificaciones o suplementos que podrán ser incluidos en un Suplemento de Precio o en otros suplementos del presente. Si hubiera diferencias entre la información aquí contenida y la contenida en un suplemento, deberán basarse en el Suplemento de Precio, que se considerará reemplaza a la información de este Prospecto.

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

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, incurrirémos en responsabilidad alguna por cualquier información que difiera de la misma. La información contenida en este Prospecto es nuestra única responsabilidad y se basa en información provista por nosotros y otras fuentes que creemos que son confiables, y es exacta únicamente a la fecha del presente Prospecto, sin considerar el momento de su distribución ni de la venta de las obligaciones negociables.

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

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

Las obligaciones negociables no llevan la recomendación de 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.

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

La creación de este Programa fue autorizada por resolución de nuestros accionistas adoptada en la asamblea ordinaria celebrada el 16 de marzo de 2018, mientras que por resolución del Directorio aprobada en la misma fecha se aprobaron ciertos términos y condiciones del Programa, subdelegando en ciertos miembros del directorio la facultad para determinar los términos y condiciones definitivos del Programa y solicitar a la CNV la autorización para el ingreso al régimen de oferta pública por obligaciones negociables y para la creación del Programa. La renovación de delegación de facultades en el Directorio fue autorizada por resolución de nuestros accionistas adoptada en la asamblea ordinaria celebrada el 27 de abril de 2023. La actualización de la información económica, contable y financiera incluida en el presente Prospecto ha sido aprobada por resolución del Directorio de fecha 7 de marzo de 2023.

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.

Información disponible

Integran el presente Prospecto los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020. Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 7 de marzo de 2023 (ID N°3013738).

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 N°2860545) y acta de asamblea de accionistas de fecha 28 de abril de 2022 (ID N°2884841).

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

Se podrá consultar los estados financieros de la Compañía, el presente Prospecto, y cualquier Suplemento de Precio relacionado con una clase o serie a ser emitida en virtud del mismo en el sitio web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem: “Empresas (entidades con oferta pública)” (la “AIF”) y en el sitio web institucional de la Compañía (www.ypfluz.com). Asimismo, aquellos inversores que lo deseen podrán solicitar en soporte papel ejemplares del presente Prospecto y los estados financieros que lo integran en la siguiente dirección de correo electrónico a ypfee@ypf.com.

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.

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.

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

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

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

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

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

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

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

“Cañadón León” corresponde al parque eólico Cañadón León ubicado en la provincia de Santa Cruz

“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 Cerrado” 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 o Ciclo Abierto” 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.

“CMASS” corresponde a Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud.

“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° 826/2022 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.

“EPC” (Engineering, Procurement and Construction) hace referencia a contrato de construcción que incluye la provisión de: (i) diseño e ingeniería, (ii) los suministros necesarios y (iii) la construcción propiamente dicha.

“ERNC” corresponde a Energía Renovable No Convencional.

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

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

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

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

“FMI” corresponden al Fondo Monetario Internacional.

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

“FONINMEM” 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” “Foninmem y Programas Similares” del Prospecto.

“GAFI” corresponden al Grupo de Acción Financiera Internacional.

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

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

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

“GW” corresponden a gigawatts.

“GWh” corresponden a gigawatt por hora.

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

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

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

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

“IGJ” corresponden a la Inspección General de Justicia.

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

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

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

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

“IS” corresponden al Impuesto de Sellos.

“IVA” corresponden al Impuesto al Valor Agregado.

“kV” corresponden a kilovoltios.

“kW” corresponden a kilowatts.

“kWh” corresponden a kilowatts por hora.

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

“Ley de Energías Renovables” corresponden al régimen introducido por la Ley 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.

“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 CAMESA 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° 826/2022.

“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 MEyM N° 21/2016 del ex MEyM.

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

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

“SOFR” corresponde a su sigla en inglés *Secured Overnight Financing Rate* y es la tasa que las entidades financieras consensuaron utilizar en reemplazo de la LIBOR (cuya cotización será discontinuada a partir de julio 2023) para fijar como referencia de derivados financieros y préstamos a tasa variable denominados en dólares estadounidenses. “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.

“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.

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 1.000MW 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 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.

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 Directores pueden ser designados por 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 Asamblea General Ordinaria de Accionistas N°20 celebrada el 28 de abril de 2021 reanudada con fecha 28 de mayo de 2021, mediante de Asamblea General Ordinaria y Especial de Acciones Clase B N°21 de fecha 19 de agosto de 2021, mediante Asamblea General Ordinaria y Especial de Clases N°23 de fecha 14 de junio de 2022, y mediante Asamblea General Ordinaria y Especial de Clases N°23 de fecha 27 de abril de 2023.

Designación de directores

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 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.

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



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
Paula Dutto	Director Titular	Clase A	14 de junio de 2022	31 de diciembre de 2024	No independiente
Pedro Luis Kearney	Director Titular	Clase A	28 de abril de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Ignacio Pablo Millán	Director Titular	Clase A	27 de abril de 2023	31 de diciembre de 2023	No independiente
Jonathan Zipp	Director Titular	Clase B	27 de abril de 2023	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
John Dewar	Director Suplente	Clase B	27 de abril de 2023	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
Gabriela Dietrich	Director Suplente	Clase B	19 de agosto de 2021	31 de diciembre de 2023	No independiente
Santiago Sacerdote	Director Suplente	Clase A	27 de abril de 2023	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*” del presente Prospecto.

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. *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. *Paula Dutto*, DNI N° 29.283.038, CUIL N° 27-29283038-1, obtuvo el título de Contador Público y Licenciada en Administración, graduándose de la Universidad Católica Argentina. Cuenta con estudios en áreas de Contabilidad, Administración y Gestión de Empresas en la Universidad de San Andrés, Torcuato Di Tella y otras instituciones argentinas. Ha participado del programa de management de negocio desarrollado conjuntamente por el IAE y la Universidad de Buenos Aires. Desarrolló actividades docentes de grado en la Universidad Católica Argentina y en la Universidad de Buenos Aires. Actualmente se desempeña como Gerente de Departamento de Contabilidad y Reporting en YPF S.A., previamente como Gerente de Contabilidad YPF, Gerente de UTs y otras posiciones en la industria desde su ingreso a YPF en 2004. 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 portofolio en *GE Energy Financial Services* (GE EFS) con sede en Londres. El Sr. Dewar ha administrado un portofolio 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 Groupm* 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. *Ignacio Pablo Millán*, DNI N° 24.686.768, CUIL N° 20-24686768-3 es Vicepresidente de Industrialización. Adicionalmente se desempeña como Miembro del Directorio de Profertil S.A. Desde su ingreso a YPF en 1998, el Sr. Millán ha ocupado varios cargos en el negocio de Downstream, incluyendo Gerente de Planificación, Gerente de Planificación y Control de Gestión, Gerente Comercial de Química, Gerente de Planificación Estratégica y Desarrollo Técnico. En 2018 fue nombrado Gerente Ejecutivo de Planificación e Innovación. Ha sido miembro del Directorio de Profertil, Refinor y otras empresas. Desde septiembre de 2022, se desempeña como nuestro Vicepresidente de Industrialización. Formación: Es Ingeniero Químico egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Tiene una maestría en Economía y Gestión de la Energía de ISE/IESE Business School.

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*, 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. *Jonathan Zipp*, Pasaporte N° 563564932, es licenciado en administración de empresas, graduado de la Universidad Estatal de Ohio. Además cuenta con un MBA en finanzas y contabilidad de la Universidad de Fordham. Desde el año 2004, el Sr. Zipp es parte de GE, habiendo ocupado distintos puestos en la compañía y habiendo sido parte de grandes transacciones globales. Actualmente es Vicepresidente Senior responsable de liderar equipos transaccionales que implementan y administran inversiones en energía ejecutadas por *GE Energy Financial Services*. Su domicilio es Leandro Alem 882, piso 13, 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 portfolios 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.

El Sr. *Santiago Sacerdote*, DNI 24.424.605, CUIL 20-24424605-3, es Ingeniero Industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), y realizó un Master en Ciencias Políticas en la Universidad Francisco de Vitoria en Madrid, España. En la actualidad se desempeña como Gerente Ejecutivo del Negocio de Nuevas Energías en YPF S.A., y ha sido por 7 años CEO/Gerente General de la empresa Y-TEC, brazo tecnológico de YPF en asociación con el Consejo Nacional de Ciencia y Técnica (CONICET). Previamente ha tenido una extensa experiencia en posiciones vinculadas a la gestión de la innovación, la tecnología y el desarrollo de negocios, como Vicepresidente de Asuntos Tecnológicos del CONICET, Director de Programas y Servicios de la Unión Industrial Argentina y consultor de Estrategia para empresas líderes de la región. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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 (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.

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.

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.

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

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 2018
Carlos Mafia del Castillo	Gerente Innovación y Tecnología	Febrero 2019
Martin Juarez	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
Gonzalo Gastón Seijo	Gerente de Ingeniería Proyectos y Obras	Octubre 2021

(*) 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 se 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 ingreso 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. Ingreso en la compañía en febrero de 2019 para trabajar en la Gerencia Comercial como Jefe de Modelos y Estudios y luego como Jefe de Planificación Estratégica 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. *Martín Juárez*, DNI N° 26.858.168, CUIL N° 20-26.858.168, obtuvo el Título de Ingeniero Industrial en la Universidad del Salvador y un Master en Ciencias en Sistemas de Energía Sustentables en la Universidad de Edimburgo, Escocia, en el Reino Unido (2012/2013). Se desempeña profesionalmente en el sector energético desde el año 2007, primero en Chevron y desde 2009 en YPF, en ambos casos en el sector de Supply Chain. En 2016 ingresó en a YPF EE en el sector comercial, primero como analista y luego como Jefe de Modelos y Estudios. Continuó en el área de desarrollo de negocios inicialmente como Coordinador y luego, como Jefe de Desarrollo de Negocios. Desde abril de 2023 se desempeña como Gerente Comercial de YPF EE.

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 Busines Administration en el IAE. Previo a su incorporación a YPF, desarrolló la mayor parte de su carrera profesional en ESSO Argentina (1996 al 2006) en diversas posiciones en el área de Fuels Marketing y en TENARIS (2006 al 2018) en el área de TI, desempeñándose en la gerencia de aplicaciones y mejora continua de procesos de negocio. Durante esos años gestionó proyectos de implementación de ERPs, re-ingeniería de procesos y soluciones integrales de tecnología (Software y hardware) en diferentes compañías del grupo en varios países de Europa (Noruega, Rumania e Italia), de América del Norte (Canadá, México y USA) y de América del Sur (Argentina, Colombia y Ecuador). Desde agosto del año 2018 está a cargo de la Gerencia de Procesos y Tecnología de la Compañía. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Gonzalo Gastón Seijo*, DNI N° 23.866.922, CUIL N° 20-23866922-8, obtuvo el Título de Ingeniero Electrónico, en la Universidad Nacional de Tucumán y cursó la Maestría Interdisciplinaria en Energía del CEARE de la Universidad de Buenos Aires Argentina. Entre otros cargos se desempeñó en YPF como Ingeniero de Proyectos en refinería Lujan de Cuyo, Jefe de Mantenimiento de Instrumentación y Control en refinería La Plata, Jefe de Proyecto del Nuevo Coque A en la Dirección de Ingeniería. Posteriormente se incorporó a la firma YPF Luz como Jefe de Proyecto participando del Ciclo combinado de El



Bracho y en Cogeneración La Plata. Posteriormente se desempeñó como Gerente de Construcciones de la Sociedad, hasta su designación como Gerente de Ingeniería Proyectos y Obras el 1 de octubre de 2021. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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.

La 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.

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.

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.

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	27 de abril de 2023	Aprobación de los estados contables al 31 de diciembre de 2023
Marcela Inés Anchava	Síndico Titular	Clase A	27 de abril de 2023	Aprobación de los estados contables al 31 de diciembre de 2023
Santiago Carregal	Síndico Titular	Clase B	27 de abril de 2023	Aprobación de los estados contables al 31 de diciembre de 2023
Nicolás Perkins	Síndico Suplente	Clase A	27 de abril de 2023	Aprobación de los estados contables al 31 de diciembre de 2023
Francisco Muruzeta	Síndico Suplente	Clase A	27 de abril de 2023	Aprobación de los estados contables al 31 de diciembre de 2023
Diego Agustín Chighizola	Síndico Suplente	Clase B	27 de abril de 2023	Aprobación de los estados contables al 31 de diciembre de 2023

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 Bruchou & Funes de Rioja, nuestros asesores legales en Argentina. El estudio Bruchou & Funes de Rioja tiene su domicilio en Ingeniero Enrique Butty 275, Piso 12, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sociedad no cuenta con asesores contables, impositivos y financieros a los efectos de este Programa, sin perjuicio de lo establecido en “*Datos Sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros Del Órgano De Fiscalización*” del presente Prospecto.

Auditores

Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 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 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. 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.

Estados Financieros Consolidados al	Firmado por	Estudio contable	Domicilio	Matriculado en
31 de diciembre de 2022	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 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 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

Con fecha 27 de abril de 2023 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 2023, dejándose constancia de que el Sr. Diego O. 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 2023.



RESUMEN

Introducción

YPF Energía Eléctrica S.A. (CUIT N° 30-71412830-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina (“Argentina”).

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 y solar). Previa a la adquisición descrita en “*Hechos Posteriores*”- “*Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.*” del presente Prospecto cuenta con una capacidad instalada neta de 2,533 MW de potencia, incluyendo su participación indirecta del 30% en Central Dock Sud S.A., que es titular de un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 928 MW y dos turbinas de Ciclo Abierto de una capacidad instalada de 36 MW cada una. Para más información véase “*Hechos Posteriores*”- “*Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.*” del presente Prospecto. La Compañía se encuentra desarrollando dos proyectos: uno de generación fotovoltaica por un total de 100 MW de capacidad instalada, que cuenta con PPA firmados y con una habilitación comercial provisoria de 31MW a partir del el 18 de abril de 2023 y se estima la habilitación total de la capacidad instalada dentro del primer semestre de 2023 y otro de generación eólica por 155MW cuya operación comercial se estima comenzará en último trimestre de 2024.

La Compañía surgió como resultado del acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF el 1° de agosto de 2013 y comenzó sus actividades, como sociedad creada y controlada por YPF. Desde entonces, la Compañía se constituyó como continuadora del patrimonio escindido por Pluspetrol Energy S.A. integrado por dos centrales térmicas entre otros activos. YPF es la principal compañía de energía de la República Argentina, opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream* y *downstream*, es una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria y lista en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. Desde sus comienzos la Compañía se ha enfocado en mejorar la eficiencia operativa y confiabilidad de sus plantas de energía y en el desarrollo de nuevos proyectos, con la visión de ser una de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial. Como parte de la estrategia de la Compañía y a los fines de continuar con su crecimiento, en marzo de 2018 una afiliada de General Electric (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 moto generadores. La Compañía cuenta a su vez, con cuatro parques de generación eólica y en etapa de construcción de un parque solar y uno eólico. Las plantas y parques de energía en operación, como así también los proyectos 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 relevante de su cartera de clientes. Durante el año 2022, los ingresos por ventas bajo Energía Base⁽¹⁾ representaron un 13,8%, mientras que los ingresos por ventas bajo contrato representaron un 78,4%. En el ejercicio 2021, los ingresos por ventas bajo Energía Base⁽¹⁾ representaron un 20,8%, mientras que los ingresos por ventas bajo contrato representaron un 69,7%. 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 en la provincia de Córdoba, centro del país, en la provincia de San Juan, en la región cuyana de Argentina, 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.

Previo a la adquisición descrita en “*Hechos Posteriores*”- “*Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.*” del presente Prospecto, la Compañía posee diez 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.

(1) Se considera en el cálculo el ingreso por combustible y transporte.

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page. The signature is stylized and appears to be a name followed by a surname.

<u>Central Eléctrica</u>	<u>Ubicación</u>	<u>Capacidad Instalada</u>	<u>Marco Regulatorio</u>	<u>Tecnología</u>	<u>COD</u>	<u>Fecha de vencimiento del PPA</u>
Central Térmica Tucumán ⁽¹⁾	Provincia de Tucumán	447 MW	No contractualizado ⁽⁵⁾	Ciclo Combinado	1996/1997	N/A
San Miguel de Tucumán ⁽¹⁾	Provincia de Tucumán	382 MW	No contractualizado ⁽⁵⁾	Ciclo Combinado	1995/2000	N/A
El Bracho TG ⁽¹⁾	Provincia de Tucumán	274 MW	PPA con CAMMESA ⁽⁶⁾	Ciclo Abierto	Enero 2018	26 de enero de 2028
El Bracho TV	Provincia de Tucumán	199 MW	PPA con CAMMESA ⁽¹¹⁾	Turbina de Vapor	Octubre 2020	23 de octubre 2035
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105 MW	PPA con YPF ⁽⁷⁾	Ciclo Abierto	Noviembre 2017	6 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	20 febrero 2023
La Plata Cogeneración I ⁽³⁾	Provincia de Buenos Aires	128 MW	PPA con YPF + No contractualizado ⁽⁵⁾	Cogeneración	1997	4 de enero de 2033
La Plata Cogeneración II	Provincia de Buenos Aires	90 MW	CAMMESA ⁽¹¹⁾ - YPF	Cogeneración	Octubre 2020	26 de octubre de 2035
Central Dock Sud ⁽¹⁾	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, que son vendidas a YPF.
- (4) Previo a la adquisición descrita en "Hechos Posteriores"- "Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A" del presente Prospecto, representa nuestra participación indirecta del 30% en Central Dock Sud, que posee un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 928 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). Para más información véase "Hechos Posteriores"- "Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A" del presente Prospecto.
- (5) Resolución N° 826/2022. Se encuentra contractualizada la venta de vapor con YPF
- (6) Resolución N° 21/2016.
- (7) Autogenerador con YPF S.A.
- (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 promedio de 8,3 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 10.1 años.
- (11) Resolución 287/2017.

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 y un parque eólico en la provincia de Córdoba con una inversión aproximada de US\$ 262 millones. La siguiente tabla muestra una breve descripción de los proyectos en construcción de la Compañía.

Central Eléctrica	Ubicación	Capacidad Instalada	Contraparte	Tecnología	COD Estimado	CAPEX Estimado
Zonda ²	Provincia de San Juan	100 MW	Privados	Solar	1er semestre 2023	93 MUSD
Levalle	Provincia de Córdoba	155 MW	Privados	Eólico	4to Trimestre 2024	262 MUSD

La Compañía ha celebrado PPA de largo plazo con CAMMESA para las centrales térmicas El Bracho TG y TV, La Plata Cogeneración II, Loma Campana II y el Parque Eólico Cañadón León. A su vez celebró PPA con YPF para los Parque Eólicos Manantiales Behr, Los Teros I y II y Cañadón León, y para las centrales térmicas Loma Campana I, Central Térmica Manantiales Behr, y para la porción de autogenerador físico de La Plata Cogeneración I, así como para el vapor generado en dicha central y en La Plata Cogeneración II. A la fecha de este Prospecto, el promedio ponderado³ de la vida residual de dichos PPA de la Compañía es de aproximadamente 12 años. Adicionalmente, la Compañía ha celebrado PPA 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 I y Los Teros II. El promedio ponderado⁴ de la vida residual de los PPA de la Compañía es aproximadamente de 10,1 años. Para definir la capacidad de contratación de cada parque eólico se ha utilizado el P50 de producción, 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%.

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

¹ El aumento de la capacidad instalada se encuentra sujeto a habilitación técnica.

El aumento de la capacidad instalada se encuentra sujeto a habilitación técnica.

1 18 de abril de 2023 CAMMESA ha otorgado una habilitación por 31MW.

³ Ponderado según ingresos por ventas previstos para cada contrato.

⁴ Ponderado según ingresos por ventas previstos para cada contrato.

generación. Dicha remuneración es abonada por CAMMESA en pesos 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° 826/2022 de la SE 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 punta. Adicionalmente, la resolución establece que todos los conceptos sobre los que se remunera a los generadores incluidos se nominarán en Pesos. 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.

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, están ubicadas en la zona de explotación de hidrocarburos no-conventionales 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 aeroderivadas, 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 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. Asimismo, dentro del mismo Complejo Industrial La Plata de YPF, la Compañía construyó la Central Térmica La Plata Cogeneración II, la cual tiene una capacidad instalada de 90 MW y una caldera de recuperación de calor (HRSG) que genera 200 Tn/h de vapor con fuego adicional 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.

El Parque Eólico Manantiales Behr fue el primer parque eólico construido por la Compañía, comenzando sus operaciones en julio de 2018. Se encuentra en la provincia de Chubut, con una capacidad instalada de 99 MW y un total de 30 aerogeneradores marca Vestas de 3,3MW de potencia instalada cada uno.

Los Parques Eólico Los Teros I y II complementan las operaciones en la Provincia de Buenos Aires, con una capacidad instalada de 123 MW y 52 MW respectivamente, totalizando entre ambos 45 aerogeneradores de tecnología General Electric.

El Parque Eólico Cañadón León cuenta con 29 aerogeneradores de tecnología General Electric que totalizan 123 MW, ubicados en la Provincia de Santa Cruz. 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 928 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.

Por intermedio de su controlada Y-Luz Inversora S.A.U. (en adelante “Y-Luz Inversora”), perfeccionó con fecha 13 de abril de 2023 la compra a Enel Américas S.A. (“Enel Américas”) de su tenencia accionaria en IDS representativa del 57,14% de su capital social y votos. Mediante un acuerdo celebrado con Pan American Sur S.A. y sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones, se acordó transferirle el 29,8382% del capital social de IDS. De esta manera,

una vez culminada la ejecución de dicho contrato, la Sociedad tendrá una participación de 70,1618% en IDS, sociedad titular del 71,7752% del capital social de Central Dock Sud S.A.

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 bajo análisis una cartera de proyectos renovables (que incluye proyectos de generación de energía solar, nuevos proyectos eólicos) así como 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 2022 registró un factor de carga de 59,2% (60,3% en 2020; 59,9% en 2021), ubicándolo como uno de los parques eólicos de mayor eficiencia mundial. El Parque Eólico Los Teros registró un factor de carga de 50,7% (50,2% en 2021), mientras que el de Los Teros II fue de 54,4% (46,8% en 2021). Asimismo, el Parque Eólico Cañadón León, que entró en operación a finales de diciembre 2021, tuvo un factor de carga en 2022 de 46,9%. 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 el desarrollo de proyectos bajo el MATER donde la contraparte son clientes industriales de primer nivel, entre los que destaca YPF. Esto, junto a la construcción oportuna e inicio de operaciones de las centrales térmicas, parques eólicos y solares 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 2 proyectos en construcción, uno solar de 100 MW de capacidad, que ya obtuvo la habilitación parcial provisoria por 31MW y se espera esté completamente operativo durante el segundo semestre 2023, y un parque eólico de 155 MW, con fecha estimada de entrada en operación durante el cuarto trimestre del 2024. 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 tanto respecto de la demanda de Grandes Usuarios del MEM, y como de las condiciones del mercado financiero sean aptas para desarrollo y ejecución 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 PPA 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 PPA de largo plazo denominados en dólares estadounidenses. Los ingresos de las centrales térmicas más nuevas de la Compañía provienen de los de PPA 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, cuya prórroga se encuentra en negociación). Los PPA 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 denominados 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 y parque eólico en construcción cuyos ingresos se obtendrán de PPA denominados en dólares estadounidenses con clientes industriales del sector privado. Los ingresos bajo contrato, provenientes de los PPA 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 255 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 compañía líder en el abastecimiento de soluciones energéticas integrales y sustentables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial. Durante el año 2022 la Compañía ha definido su propósito que es impulsar desde Argentina la evolución de la energía para el bienestar de las personas.

A pesar de que la Compañía tiene 9 años de antigüedad en el sector de generación de energía eléctrica, ha generado una cultura basada en valores como son la sostenibilidad, el equipo, el compromiso, la pasión y la 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 2023-2027 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;
- Liderazgo en generación con foco en las energías renovables;
- Garantizar soluciones energéticas integrales, sustentables y competitivas a nuestros clientes;
- Operaciones y procesos eficientes, íntegros y seguros, bajo estándares de excelencia mundial;
- Relaciones colaborativas con todos nuestros *stakeholders*;
- Excelencia en ESG en nuestras operaciones;
- Desarrollar y fortalecer a nuestra gente como elemento diferenciador; y
- Transformación cultural hacia modelos organizaciones más ágiles y dinámicos.

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

Financiera:

- Optimizar la rentabilidad de los activos existentes;
- 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 y sustentables, con alto valor generado a nuestros clientes, que permitan el desarrollo y aseguren la sostenibilidad de la compañía;



- Ser un proveedor confiable y eficiente en el abastecimiento de soluciones energéticas ; y
- Ser referente del mercado de energía argentino y vector de la transición energética.

Procesos internos:

- Asegurar la excelencia operativa con altos estándares, y mejora continua de procesos;
- Gestionar efectivamente la relación con todas las partes interesadas;
- Garantizar el desarrollo eficiente de soluciones energéticas a nuestros a nuestros clientes; y
- Alcanzar la excelencia en la sustentabilidad social, ambiental y gobierno corporativo.

Nuestra gente:

- Igualdad de oportunidades, respeto por la diversidad;
- Gestión del talento y del conocimiento a los efectos de mantener un alto nivel de conocimiento técnico y profesionalismo;
- Fortalecer el empoderamiento y la rendición de cuentas; 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.



DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

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

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

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

Si lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas que estarán en todo momento en inferior prioridad de pago al de nuestro endeudamiento garantizado y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestro endeudamiento no garantizado y no subordinado (así como las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho).

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

Destino de los Fondos

Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables serán destinados a cualquiera de los destinos contemplados en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital en el país, (ii) para la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) para la integración de capital de trabajo, (iv) para refinanciar pasivos, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) para el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) para la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) para el financiamiento del giro comercial del negocio de la Emisora; en todos los casos cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, o bien a otro destino que cumpla con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables conforme eventualmente determine en el respectivo Suplemento de Prospecto incluyendo, sin limitación, la posibilidad de destinar el producido neto de la emisión conforme los lineamientos para la emisión de valores negociables sociales, verdes y sustentables conforme el criterio que a tal efecto establezca la CNV o cualquier organismo al que la CNV haga referencia como, por ejemplo ICMA (International Capital Markets Association). El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Asimismo, la Emisora podrá destinar el producido neto proveniente de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los lineamientos establecidos en el art. 4.5 del Anexo III - Capítulo I - Título VI de las Normas de la CNV, para financiar o refinanciar proyectos o actividades con fines verdes (“**Proyectos Verdes Elegibles**”) y/o sociales (“**Proyectos Sociales Elegibles**”) y/o sustentable (“**Proyectos Sustentables Elegibles**”) (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detallará oportunamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente (conjuntamente, los “**Proyectos Elegibles**”).

Definiciones

- Bonos Verdes: son definidos como cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente destinados para financiar, o refinanciar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como ‘proyectos verdes’. Los componentes principales son el uso de los fondos, la selección de proyectos, la administración de los fondos y la presentación de informes. Los fondos de la emisión se destinan exclusivamente a financiar actividades con beneficios ambientales, pudiendo incluir activos intangibles. Estos instrumentos contemplan beneficios ambientales como la mitigación y/o adaptación al cambio climático, la conservación de la biodiversidad, la conservación de recursos nacionales, o el control de la contaminación del aire, del agua y del suelo. Los bonos verdes también pueden tener beneficios sociales.

- Bonos Sociales: son definidos como bonos cuyos recursos serán exclusivamente utilizados para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos sociales elegibles, ya sea nuevos o existentes y que estén alineados con los cuatro componentes principales de los SBP (social bonds principles). Los proyectos sociales tienen como objeto abordar o mitigar un determinado problema social y/o conseguir resultados sociales positivos especial, pero no exclusivamente, para un determinado grupo de la población. Los bonos sociales también pueden tener beneficios ambientales.

- Bonos sustentables: son aquellos que financian una combinación de proyectos ambientales y sociales.

*Proyectos Elegibles***Selección de Proyecto**

Los Proyectos Elegibles estarán alineados con los Principios de Bonos Verdes de 2018 (GBP, por sus siglas en inglés) Principios de Bonos Sociales (SBP, por sus siglas en inglés), Guía para bonos sustentables (SBG, por sus siglas en inglés) y los principios de bonos vinculados a la sostenibilidad (SLBP, por sus siglas en inglés), todos publicados por ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV.

Gestión de los Fondos

Dado que los Proyectos Elegibles serán desarrollados por la Emisora, las aplicaciones de los fondos serán trazables y monitoreables en los estados financieros de la misma.

Mientras se encuentre pendiente su aplicación, los fondos podrán invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo.

Presentación de Informes y Reportes

La Emisora se compromete a enviar al mercado correspondiente -para su difusión- un reporte (el “Reporte”) que contemple información actualizada sobre el uso de los fondos provenientes de sus emisiones, en la que se indiquen el uso de los fondos (agregando una breve descripción de los Proyectos Elegibles), los montos asignados durante el período que abarque dicho informe y, en su caso, las inversiones temporales de los recursos no asignados a dicha fecha. El Reporte incluirá los beneficios ambientales logrados por los Proyectos Elegibles, conforme los Principios de ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV (N.T. 2013 y mod.)

Revisión externa independiente

A los efectos de validar las credenciales verdes de las potenciales Clases o Series de Obligaciones Negociables, de conformidad con los lineamientos del Anexo III, Capítulo I, Título VI de las Normas de la CNV, la Emisora contratará a un revisor independiente, quien contará con experiencia en finanzas y sustentabilidad y asimismo, se encargará de realizar un informe indicando su opinión respecto a la categoría verde, social o sustentable del valor negociable elegido para canalizar los Proyectos Elegibles y comprobará que los fondos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables sean aplicados a los destinos descriptos en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Información adicional

El financiamiento obtenido será exclusivamente asignado a actividades o proyectos que califiquen como sociales, verdes o sustentables, que podrán o no estar garantizados por instituciones dedicadas exclusivamente a evaluar la transparencia de este tipo de proyectos, según se detallará en el respectivo Suplemento. Podrá asignarse o no una calificación de riesgo a dichas obligaciones negociables.

La Sociedad adoptará prácticas internacionales a fin de obtener una mayor armonización con los mercados en forma global.

Para que las obligaciones negociables sean calificadas como “Bonos Verdes”, “Bonos Sociales”, “Bonos Sustentables” o “Bonos vinculados a la sostenibilidad” conforme los principios de ICMA y los lineamientos de CNV deberán ser expresamente encuadrados de tal manera por los mercados en que se solicite autorización para la cotización y negociación, no pudiendo hacer uso de estos calificativos si no cumplen los lineamientos especificados en la normativa aludida.

Asimismo, se deja constancia de que la Sociedad también podrá emitir Obligaciones Negociables conforme otros lineamientos y/o parámetros publicados por (i) otros organismos nacionales o internacionales, tales como la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles); o bien (ii) entidades que asignen calificaciones conforme el grado de cumplimiento con ciertos parámetros. En tales casos, la adecuación de las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad a dichos lineamientos, parámetros y/o calificaciones será oportuna y debidamente informada en el respectivo Suplemento. La CNV no ha emitido juicio sobre carácter Social, Verde y/o Sustentable o el grado de adecuación a los parámetros mencionados que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora. Véase “*De la Oferta y la Negociación – Destino de los Fondos*”.

Retenciones Fiscales; Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precios correspondientes, todos los pagos respecto de las obligaciones negociables, incluyendo, a título enunciativo, pagos de capital e intereses, serán efectuados por nosotros sin retención o deducción alguna en concepto o a cuenta de impuestos, aranceles, imposiciones u otras cargas públicas, actuales o futuras, de

cualquier naturaleza, vigentes en la fecha del presente Prospecto aplicable o gravados o determinados en el futuro por o en representación de Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de dicho país, salvo cuando nos veamos obligados por ley a deducir o retener dichos impuestos, gravámenes u otras cargas públicas. En caso de que se gravaran o determinaran cualquiera de tales impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas públicas, pagaremos los Montos Adicionales (según se define en el presente) que sean necesarios de manera que los montos netos a recibir por los tenedores de las obligaciones negociables de cada serie luego de dicha retención o deducción respecto de ese impuesto u obligación sean iguales a los respectivos montos de capital e intereses que habrían recibido respecto de las obligaciones negociables de dicha serie de no haberse practicado dicha retención o deducción. Véase “*De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales*”.

Denominaciones	Emitiremos obligaciones negociables, en las denominaciones especificadas en el respectivo Suplemento de Precio, sujeto a las leyes aplicables y Normas de la CNV.
Forma	Salvo que se especifique de modo distinto en el Suplemento de Precio correspondiente, las obligaciones negociables ofrecidas en Argentina estarán representadas por un certificado global depositado en Caja de Valores S.A., las obligaciones negociables ofrecidas en Estados Unidos a compradores institucionales calificados en base a la Norma 144 A según la Ley de Títulos Valores Estadounidense estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales de la Norma 144 A y las obligaciones negociables ofrecidas en base a la Regulación S estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales de la Regulación S.
Restricciones a la Transferencia	No hemos registrado las obligaciones negociables en los términos de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, por lo que no podrán ser transferidas salvo en cumplimiento de las restricciones sobre transferencias detalladas en el título “ <i>De la Oferta y la Negociación – Restricciones a la Transferencia</i> ”.
Derechos de Registro	De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos otorgar derechos de registro a los tenedores de una serie de obligaciones negociables. Según cualquier Contrato de Derechos de Registro, si hubiera, podremos acordar presentar ante la <i>U.S. Securities and Exchange Commission</i> (“SEC”) y emplearemos los esfuerzos comercialmente razonables para obtener la aprobación de una solicitud de autorización de oferta de canje de las respectivas obligaciones negociables (las “Obligaciones Negociables de Canje”), sustancialmente con iguales términos (pero sin restricciones sobre transferencias y ciertos otros términos sobre aumento de intereses, según se describe más adelante). Al aprobarse una solicitud de autorización de oferta de canje, ofreceríamos a los tenedores de tales obligaciones negociables que puedan efectuar ciertas declaraciones la oportunidad de canjear sus obligaciones negociables por un monto de capital igual de Obligaciones Negociables de Canje. En ciertas circunstancias, podremos estar obligados en cambio a presentar una solicitud de autorización de oferta para cubrir ventas de obligaciones negociables por parte de los tenedores. De no presentarse u obtenerse la aprobación de la solicitud de autorización de oferta de canje o llevarse a cabo la oferta de canje o, de ser requerido, de no presentarse u obtenerse la aprobación de la solicitud de autorización de oferta pública, dentro de los plazos especificados en el respectivo Suplemento de Precio, ello originará un aumento de la tasa de interés pagada por las respectivas obligaciones negociables. Véase “ <i>De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables—Derechos de Registro</i> ”.
Negociación	Se solicitará la autorización para la negociación de obligaciones negociables de una serie en BYMA, MAE o la Bolsa de Valores de Luxemburgo o cualquier otro mercado de valores, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. No podemos garantizar, no obstante, que estas solicitudes serán aceptadas. Podrán emitirse obligaciones negociables en el marco de este Programa que no coticen en bolsa, y el respectivo Suplemento de Precio relacionado con una serie de obligaciones negociables especificará si las obligaciones negociables de dicha serie han sido admitidas al régimen de cotización de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en BYMA, MAE o en cualquier otra bolsa de valores.
Ley Aplicable	La Ley de Obligaciones Negociables establece los requisitos para que las obligaciones negociables revistan tal carácter y las leyes y reglamentaciones argentinas regirán nuestra

capacidad y autoridad societaria para crear este Programa y ofrecer las obligaciones negociables en Argentina como así también otorgar las obligaciones negociables y ciertas cuestiones en relación con la asamblea de tenedores, incluyendo quórum, mayoría y requisitos para su convocatoria. Todas las demás cuestiones respecto de las obligaciones negociables se regirán y serán interpretadas de acuerdo con las leyes que oportunamente se establezcan en el respectivo Suplemento de Precio.

Jurisdicción	Según sea establecido en el Suplemento de Precio correspondiente, nos someteremos irrevocablemente a la jurisdicción no exclusiva de cualquier tribunal de estado o federal con asiento en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluidos los juzgados de primera instancia en lo comercial y el Tribunal de Arbitraje General del MAE, o el tribunal arbitral permanente que corresponda al mercado donde se listen las Obligaciones Negociables, según las disposiciones del Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y cualquier tribunal competente en el lugar en que tiene constituido su domicilio social a efectos de cualquier acción o procedimiento que surja o se relacione con el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o las obligaciones negociables. Renunciaremos irrevocablemente, con el máximo alcance permitido por la ley, a interponer cualquier excepción con respecto a la determinación del fuero en que tramite cualquiera de tales acciones o procedimientos iniciados en tal tribunal, y a oponer como defensa la inconveniencia de fuero para tramitar tal procedimiento o acción. Hemos acordado asimismo que la sentencia en firme que dicte dicho tribunal en relación con dicha acción o procedimiento será definitiva y vinculante para nosotros y podrá ser ejecutada en cualquier tribunal a cuya jurisdicción estemos sujetos mediante un juicio sobre dicha sentencia; teniendo en cuenta, sin embargo, que el traslado de notificaciones que se nos hiciese se realizará en la forma especificada en la sección “ <i>De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Ley Aplicable. Sentencias. Jurisdicción. Traslado de las Notificaciones. Renuncia de Indemnidad</i> ” o conforme a cualquier otro procedimiento permitido por ley.
Colocación de las Obligaciones Negociables en Argentina	Las obligaciones negociables a ser emitidas en el marco de este Programa podrán ser ofrecidas al público en Argentina de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV. Este Prospecto estará disponible al público en general en Argentina. La colocación de obligaciones negociables por oferta pública en Argentina tendrá lugar de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, a través alguno de los siguientes actos, entre otros: (i) la publicación de un resumen de los términos y condiciones de este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable en los sistemas informativos de los mercados organizados donde se listen las obligaciones negociables emitidas bajo el Programa y, de considerarlo necesario, en un diario de amplia circulación en Argentina; (ii) la distribución de este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable al público en Argentina; (iii) presentaciones a eventuales inversores (<i>road shows</i>) en Argentina; y (iv) conferencias telefónicas con potenciales inversores en Argentina. Los Suplementos de Precio detallarán los esfuerzos de colocación que se realizarán en virtud de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV.
Calificaciones de Riesgo	La Sociedad ha optado por no calificar el Programa. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las clases o series de obligaciones negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio.
Factores de Riesgo	Véase “Factores de Riesgo” en este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable para obtener una descripción de los principales riesgos que implica realizar una inversión en las obligaciones negociables.

INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

Resumen de información contable y operativa seleccionada

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

La información financiera incluida en esta sección corresponde a nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020. Esta información debe leerse juntamente con nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 (los “Estados Financieros Consolidados Auditados”), que se encuentran publicados en la AIF bajo el ID N° 3013416, ID N° 2860415 y el ID N°2585234, 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 integrales consolidados

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Ingresos por ventas	63.495.872	42.022.697	21.416.226
Costos de producción	(27.409.025)	(20.076.631)	(10.013.353)
Resultado bruto	36.086.847	21.946.066	11.402.873
Gastos de administración y comercialización	(4.956.421)	(2.745.536)	(2.104.737)
Otros resultados operativos, netos	7.159.423	2.163.167	2.068.351
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(5.985.965)	-	-
Resultado operativo	32.303.884	21.363.697	11.366.487
Resultado por participación en sociedades	(1.075.956)	(249.803)	355.876
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros	15.477.383	5.984.687	8.971.422
- Costos financieros	(27.717.322)	(12.731.772)	(10.986.205)
Resultados financieros, netos	(12.239.939)	(6.747.085)	(2.014.783)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	18.987.989	14.366.809	9.707.580
Impuesto a las ganancias	(1.467.996)	(8.048.674)	(3.796.932)
Resultado neto del ejercicio	17.519.993	6.318.135	5.910.648
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
Diferencia de conversión	74.879.964	16.034.582	19.358.365
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>			
Resultados por posición monetaria neta de los negocios conjuntos	6.950.164	2.756.042	1.365.095
Diferencia de conversión de los negocios conjuntos	(5.318.538)	(1.188.506)	(1.494.061)
Cambios en el valor razonable de instrumentos derivados, netos del efecto impositivo	8.589	64.398	(33.209)
Otros resultados integrales del ejercicio	76.520.179	17.666.516	19.345.395
Resultado integral total del ejercicio	94.040.172	23.984.651	25.256.043
Resultado del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	17.519.993	6.318.135	5.910.648
Resultado integral del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	94.040.172	23.984.651	25.256.043

Datos de los Estados de Situación Financiera

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2022	2021	2020
(Cifras expresadas en miles de pesos)			
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	300.299.387	172.666.612	137.105.039
Activos intangibles	1.392.701	505.655	440.000
Activos por derecho de uso	3.034.408	1.671.866	1.334.330
Inversiones en negocios conjuntos	13.206.314	7.332.158	5.410.422
Otros créditos	2.187.548	362.071	3.536.959
Activos por impuesto diferido, netos	5.463.534	1.228.603	557.598
Total del activo no corriente	325.583.892	183.766.965	148.384.348
Activo corriente			
Otros créditos	6.606.572	3.696.160	3.539.253
Créditos por ventas	24.925.020	11.219.351	9.082.345
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	2.107.579	944.879	3.741.094
Efectivo y equivalentes de efectivo	14.577.209	8.989.141	14.296.594
Total del activo corriente	48.216.380	24.849.531	30.659.286
TOTAL DEL ACTIVO	373.800.272	208.616.496	179.043.634
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	8.411.982	8.411.982	8.411.982
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	174.407.644	86.367.472	62.382.821
TOTAL DEL PATRIMONIO	182.819.626	94.779.454	70.794.803
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	553.108	308.693	132.636
Pasivos por impuesto diferido, netos	16.550.042	13.400.498	10.333.778
Pasivos por arrendamientos	1.919.202	1.063.309	862.149
Préstamos	125.739.303	65.853.903	58.855.627
Otros pasivos financieros	-	-	5.962
Total del pasivo no corriente	144.761.655	80.626.403	70.190.152
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	565.401	206.918	132.628
Impuesto a las ganancias a pagar	1.031.935	5.248.145	466.866
Remuneraciones y cargas sociales	1.775.293	985.975	458.161
Pasivos por arrendamientos	414.380	241.409	227.930
Préstamos	26.176.683	19.723.237	29.030.649
Otros pasivos financieros	-	7.064	75.843
Cuentas por pagar	16.255.299	6.797.891	7.666.602
Total del pasivo corriente	46.218.991	33.210.639	38.058.679
TOTAL DEL PASIVO	190.980.646	113.837.042	108.248.831
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	373.800.272	208.616.496	179.043.634

Otros indicadores

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
EBITDA AJUSTADO ⁽¹⁾	51.222.171	30.282.899	16.531.601
Margen sobre EBITDA AJUSTADO ⁽²⁾	80,7%	72,1%	77,2%

(1) Calculamos el EBITDA AJUSTADO excluyendo de nuestro resultado neto las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de activos por derecho de uso, las amortizaciones de activos intangibles, el resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo, 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 excluyendo del resultado neto del ejercicio las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de activos por derecho de uso, las amortizaciones de activos intangibles, el resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo, 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		
	2022	2021	2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
EBITDA AJUSTADO			
Resultado neto del ejercicio	17.519.993	6.318.135	5.910.648
Intereses ganados y otros	(5.312.155)	(1.727.851)	(1.136.718)
Intereses perdidos y otros	8.928.668	7.566.187	4.454.799
Otros ingresos financieros	-	(357.181)	(3.448.920)
Actualizaciones financieras	229.434	192.958	104.908
Otros egresos financieros	1.261.500	478.015	179.715
Diferencia de cambio (neta)	7.132.492	594.957	1.860.999
Depreciación de propiedades, planta y equipo y activos por derecho a uso	13.973.901	9.139.772	4.809.238
Amortización de activos intangibles	34.377	29.233	-
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	5.985.965	-	-
Impuesto a las ganancias	1.467.996	8.048.674	3.796.932
EBITDA AJUSTADO	51.222.171	30.282.899	16.531.601

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra nuestra deuda, patrimonio y capitalización total al 31 de diciembre de 2022 y 2021. Este cuadro debe leerse junto con nuestros estados financieros consolidados auditados y las notas a los mismos incluidas en el presente Prospecto.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de



	<u>2022</u>	<u>2021</u>
	(Cifras expresadas en miles de pesos)	
Préstamos corrientes	26.176.683	19.723.237
Préstamos no corrientes	125.739.303	65.853.903
Total Préstamos ⁽²⁾	<u>151.915.986</u>	<u>85.577.140</u>
Total Patrimonio	<u>182.819.626</u>	<u>94.779.454</u>
Total Capitalización ⁽¹⁾	<u><u>334.735.612</u></u>	<u><u>180.356.594</u></u>

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

⁽²⁾Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 corresponde 21.797.325 y 17.665.519 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		
	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Factor de disponibilidad comercial* (%)			
Complejo Tucumán	91,1%	81,6%	86,7%
El Bracho TG	95,5%	95,6%	98,4%
El Bracho TV ⁽²⁾	97,7%	96,1%	95,6%
Loma Campana I	73,2%	21,6%	68,3%
Loma Campana II	91,7%	87,0%	92,0%
Loma Campana Este	100%	100%	100%
La Plata Cogeneración I	59,3%	76,6%	84,3%
Parque Eólico Manantiales Behr	96,6%	97,0%	99,2%
Central Dock Sud ⁽¹⁾	75,9%	83,4%	74,0%
La Plata Cogeneración II ⁽³⁾	108%	103,3%	10,3%
Parque Eólico Los Teros ⁽⁴⁾	95,8%	92,8%	94,1%
Motores Manantiales Behr ⁽⁵⁾	65,9%	98,8%	-
Parque Eólico Cañadón León ⁽⁶⁾	82,5%	-	-
Generación Neta (GWh)			
Complejo Tucumán	1518	3.239	4.022
El Bracho TG	2035	1.989	480
El Bracho TV ⁽²⁾	1415	1.403	182
Loma Campana I	661	200	629
Loma Campana II	542	348	515
Loma Campana Este	66	51	42
La Plata Cogeneración I	673	799	875
Parque Eólico Manantiales Behr	509	508	518
La Plata Cogeneración II ⁽³⁾	588	577	5
Parque Eólico Los Teros ⁽⁴⁾	797	674	164
Motores Manantiales Behr ⁽⁵⁾	381	181	-
Parque Eólico Cañadón León ⁽⁶⁾	512	20	-

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Total de ventas de energía	9.702	9.989	7.431
Central Dock Sud ⁽¹⁾	3.880	5.278	4.447
La Plata Cogeneración I (k Tn de vapor)	1.225	1.459	1.687
La Plata Cogeneración II (k Tn de vapor)	1.386	1.145	-
Total venta de vapor (k Tn vapor)	2.611	2.604	1.687

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

(1) Generación por el 100% de la Central de lo cual previo a la adquisición descrita en "Hechos Posteriores"- "Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A" del presente Prospecto 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) PELT I comenzó su operación comercial el 17 de septiembre de 2020 y PELT II 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.

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 de un parque eólico en la provincia de Córdoba; 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 2022 el cual es presentado en forma comparativa con los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2021 y 2020. 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		
	2022	2021	2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Ingresos por ventas	63.495.872	42.022.697	21.416.226
Costos de producción	(27.409.025)	(20.076.631)	(10.013.353)
Resultado bruto	36.086.847	21.946.066	11.402.873
Gastos de administración y comercialización	(4.956.421)	(2.745.536)	(2.104.737)
Otros resultados operativos, netos	7.159.423	2.163.167	2.068.351
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(5.985.965)	-	-
Resultado operativo	32.303.884	21.363.697	11.366.487
Resultado por participación en sociedades	(1.075.956)	(249.803)	355.876
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros	15.477.383	5.984.687	8.971.422
- Costos financieros	(27.717.322)	(12.731.772)	(10.986.205)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	18.987.989	14.366.809	9.707.580
Impuesto a las ganancias	(1.467.996)	(8.048.674)	(3.796.932)
Resultado neto del ejercicio	17.519.993	6.318.135	5.910.648
Otros resultados integrales que no se reclasificaran a resultados en ejercicios posteriores	74.879.964	16.034.582	19.507.570
Otros resultados integrales que podrán ser reclasificados a resultados en ejercicios posteriores	1.640.215	1.631.934	(162.175)
Otros resultados integrales del ejercicio	76.520.179	17.666.516	19.345.395
Resultado integral total del ejercicio	94.040.172	23.984.651	25.256.043

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;
- 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 al 2022. 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.

Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción

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 en 2009 (crisis internacional). No obstante, en el último tiempo este crecimiento fue morigerado.

Durante el año 2022 el consumo de energía eléctrica alcanzó los 138.748 GWh. Esto significó un aumento de 3,7% respecto al año 2021 (133.829 GWh), superando la caída de la pandemia y volviendo a niveles de crecimiento naturales históricos.

En el año 2022 la demanda residencial representó un 45% 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 28%, destacando un crecimiento de la demanda residencial y comercial como recuperación de la pandemia.

La demanda residencial creció un 3,3% respecto al año 2021, los usuarios comerciales registraron un aumento del 6%, la demanda industrial registró un aumento del 2% y los grandes usuarios del MEM crecieron un 0,6% respecto al 2021.

Desde el punto de vista de la oferta, al 31 de diciembre de 2022, Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.927 MW, registrando un 62 MW menos que en diciembre 2021. El 58,9% de la misma corresponde a fuentes de origen térmico, 25,2% a centrales hidroeléctricas, 11,8% a las energías renovables no convencionales (ERNC - eólico, solar, hidroeléctricas renovables y biocombustibles) y 4,1% a las centrales nucleares. Durante el año 2022 se incorporaron al sistema alrededor de 60 MW, en su totalidad de fuentes renovables (18 MW eólicos, 25,6 MW solar, 3,6 MW de biogás y biomasa y 13,2 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos). Durante 2022 salieron de servicio alrededor de 122 MW, correspondiente a centrales térmicas ineficientes, que dejaron de ser consideradas por CMMESA como Agentes MEM.

La generación del año 2022 presentó una caída del 2,2% respecto al año 2021, alcanzando los 138.742 GWh (142.613 GWh en 2021). Esto se debe principalmente a los grandes volúmenes de importación de energía, principalmente desde Brasil, como reemplazo de generación local cuyo costo marginal es mayor al costo de la importación debido al gran incremento de los precios internacionales de los combustibles líquidos.

Por un lado, la generación térmica (60,7%) y la hidroeléctrica (22,6%, presentando un incremento del 46,9% respecto a 2021 por mayores 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 13,6% de la generación total del 2022, sin alcanzar el objetivo del 16% establecido en la Ley 27.191, y presentando un crecimiento del 12,3% respecto del 2021. Por último, la energía nuclear representó el 3,1%, registrando una caída del 61,6% respecto 2021 a causa de los mantenimientos mayores programados de Atucha I, II y Embalse realizados durante el año 2022.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (73,2%), seguido por la solar (15,1%), la hidroeléctrica renovable (5,5%) y biocombustibles (6,2%). El factor de capacidad para cada tecnología fue del 49,1% para el eólico, 23,4% para las hidroeléctricas renovables, 31,2% para el solar y 95,9% los biocombustibles.

El gas natural es el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 81,5% del total durante el año 2022, disminuyendo su participación respecto al 83,1% del 2021. El consumo alcanzó los 14.209 MMm³ o 38,9 MMm³/d; un 13% inferior al consumo durante el 2021. La generación térmica se completó con un consumo de combustibles líquidos y carbón que alcanzó los 11,8 MMm³/d de gas equivalente; un 23,2% más que el año 2021.

Durante el 2022, la oferta de energía se completó con cerca de 6,310 GWh importados de Uruguay (21,2%), Paraguay (1,7%), Brasil (77%) y Chile (0,1%) de origen principalmente térmico y excedente renovable a bajo precio (colaborando con la reducción de costos del sistema eléctrico). Durante 2022 se exportaron 31,2 GWh, un 99,2% menos que en 2021, principalmente con destino Brasil (89,6%) y Uruguay (10,4%).

Energía contractualizada a través de la celebración de PPA

La Compañía, a través de sus subsidiarias YGEN e YGEN II (que a la fecha del Prospecto se encuentran en proceso de fusión con YPF Energía Eléctrica S.A.), resultó adjudicada a través de la Resolución N° 21/2016 de dos PPA con CMMESA 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 ubicada en la Refinería de La Plata, de propiedad 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 CMMESA 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 vapor a YPF, 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 celebrados PPA con YPF en US\$ y a 15 años.

Asimismo, la Compañía ha firmado un contrato con YPF para abastecer 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 pasó 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 20 de diciembre de 2023. 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 bajo el marco regulatorio del Mercado a Término de Energías Renovables regido por la Res. N° 281/2017. Las contrapartes de estos contratos 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 PPA es aproximadamente de 10,1 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, el Parque Eólico Cañadón cuenta con un PPA con CAMMESA por 99 MW para León adjudicado a través del Programa RenovAr Ronda 2.0, el cual cuenta con la opción de 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, lo 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 2022. 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 2021, excepto por el cambio de política contable adoptado por la Sociedad a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. En virtud de dicha política contable, y en línea con lo establecido por la Resolución General 941/2022 emitida por la Comisión Nacional de Valores, la Sociedad apropia las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados a las partidas que les dieron origen (Ver Nota 2.3.1 a los estados financieros consolidados).

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 por ventas

Los ingresos por ventas corresponden principalmente a nuestras ventas de energía y potencia (tanto bajo la Resolución N°440/2021, actualmente reemplazada por la Resolución N°826/2022, 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°826/2022 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, amortización de activos intangibles, sueldos y cargas sociales, otros gastos relacionados con el personal de planta, honorarios y retribuciones por servicios profesionales, costos de transporte, seguros, alquiler de inmuebles y equipos, impuestos, tasas y otras contribuciones, conservación, reparación y mantenimiento, contrataciones de obra y otros servicios, combustibles, gas, energía y otros, consumo de materiales, y otros costos.

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 y retribuciones 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.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos, netos, incluyen principalmente intereses por mora por pago fuera de término de CAMMESA, los resultados generados en concepto de multas contractuales y siniestros recuperados, según se describe en la Nota 29 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2022.

Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo

El resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo incluye el resultado por deterioro del valor del Parque Eólico Cañadón León, según se describe en la Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2022.

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 2022 y 2021 y 2020.

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 los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, mientras que para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 era del 30%). El impuesto a las ganancias diferido se reconoce utilizando el método del pasivo sobre las diferencias temporarias entre las bases impositivas de los activos y pasivos y sus importes en libros a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, reconociéndose un activo diferido por las diferencias temporarias deducibles y por la compensación futura de quebrantos impositivos no utilizados (en la medida en que sea probable la existencia de ganancias imponibles disponibles futuras contra las cuales se puedan compensar dichas diferencias temporarias deducibles, y/o se puedan utilizar dichos quebrantos impositivos) o un pasivo diferido por las diferencias temporarias imponibles, según corresponda.

El importe en libros de los activos por impuesto diferido se revisa en cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reduce con cargo al resultado integral del ejercicio o al otro resultado integral, según corresponda, en la medida en que ya no sea probable la existencia de suficiente ganancia imponible futura para permitir que esos activos por impuesto diferido sean utilizados (recuperados) total o parcialmente. Los activos por impuesto diferido no reconocidos se reevalúan en cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reconocen con crédito al resultado del ejercicio o al otro resultado integral, según corresponda, en la medida en que se torne probable la existencia de ganancias imponibles futuras que permitan recuperar dichos activos por impuesto diferido no reconocidos con anterioridad (adicionalmente, véase Nota 2.3.7 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2022).

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 tiene vigencia para los ejercicios que se iniciaron a partir del 1° de enero de 2018. A partir del ejercicio 2021 el ajuste por inflación impositivo es aplicable en caso que la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) supere el 100% acumulado en los últimos tres años. Considerando que se ha superado el mencionado índice, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el Grupo ha aplicado el procedimiento de ajuste por inflación impositivo. Adicionalmente, la mencionada normativa y sus modificatorias, establecieron que el impacto del ajuste por inflación impositivo del ejercicio 2020 fuera imputado de la siguiente forma: 1/6 en el ejercicio fiscal en el que se originan y los 5/6 restantes en partes iguales durante los siguientes cinco años. A partir del ejercicio fiscal 2021 el impacto por ajuste por inflación impositivo se reconoce íntegramente en el ejercicio que se produce.

Con fecha 1 de diciembre de 2022 se publicó la ley de presupuesto nacional para el año 2023, Ley N° 27.701. La misma establece en su artículo N° 118 que aquellos contribuyentes que determinen un ajuste por inflación positivo en el primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2022 inclusive, podrán imputar un tercio (1/3) en ese período fiscal y los dos tercios (2/3) restantes, en partes iguales, en los dos (2) períodos fiscales inmediatos siguientes. Cabe destacar que únicamente podrán acceder a esta franquicia aquellos contribuyentes que realicen inversiones por 30 mil millones de pesos argentinos en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso durante los dos ejercicios siguientes al cómputo del primer tercio del ejercicio que se trate. Bajo ese marco normativo, el Grupo ha aplicado el mencionado diferimiento para YPF Energía Eléctrica SA.

Resultados de las Operaciones**Resultados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020**

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

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(Representado en porcentaje de ingresos)		
Ingresos por ventas	100,00%	100,00%	100,00%
Costos de producción	-43,17%	-47,78%	-46,76%
Resultado Bruto	56,83%	52,22%	53,24%
Gastos de administración y comercialización	-7,81%	-6,53%	-9,83%
Otros resultados operativos, netos	11,28%	5,15%	9,66%
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	-9,43%	-	-
Resultado operativo	50,88%	50,84%	53,07%
Resultado por participación en sociedades	-1,69%	-0,59%	1,66%
Resultados financieros, netos	-19,28%	-16,06%	-9,41%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	29,90%	34,19%	45,33%
Impuesto a las ganancias	-2,31%	-19,15%	-17,73%
Resultado neto del ejercicio	27,59%	15,04%	27,60%

Ingresos por ventas
Tipo de bien o servicio

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Energía Base	8.768.285	8.735.676	6.736.948
Ingresos bajo contrato	49.797.667	29.303.009	12.971.452
Ventas de vapor	4.378.078	3.702.782	1.383.735
Otros ingresos por servicios	551.842	281.230	324.091
	63.495.872	42.022.697	21.416.226

Ingresos por ventas
Por Cliente

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
CAMMESA ⁽¹⁾	39.305.759	28.685.183	14.914.117
YPF ⁽¹⁾	17.301.639	9.450.439	4.989.680
U.T. Loma Campana ⁽¹⁾	223.731	126.131	146.675
Profertil S.A. ⁽¹⁾	1.709.553	849.770	369.820
Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A.	380.668	244.762	134.095
Toyota Argentina S.A.	667.411	414.069	164.421
CT Barragán ⁽¹⁾	242.781	172.493	128.818
CAF S.A.	309.061	108.737	165.845
Holcim Argentina S.A.	1.178.832	699.876	118.678
Nestlé Argentina S.A.	392.468	-	-
Ford Argentina S.C.A.	261.976	-	-
Otros	1.521.993	1.271.237	284.077
	63.495.872	42.022.697	21.416.226

⁽¹⁾ Sociedades relacionadas

Ingresos por ventas

Los ingresos por ventas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de \$ 63.495,9 millones, lo que representa un aumento del 51,1% en comparación con los \$ 42.022,7 millones correspondientes al 2021. Dicha variación corresponde principalmente a:

- **Ingresos por ventas bajo contrato (PPA):** Se generaron mayores ingresos por ventas bajo contrato por \$ 20.494,7 millones, lo que representa un incremento del 69,9%. Este aumento contempla el incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación promedio del 37,5% registrada entre ejercicios, impactando en los precios nominados en dólares estadounidenses. Asimismo, las variaciones responden principalmente a los siguientes factores operativos:
 - Central Térmica El Bracho: Los volúmenes de generación y potencia fueron levemente superiores a los registrados en el año anterior.
 - La Plata Cogeneración I: 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: Los volúmenes de generación y potencia fueron similares a los registrados en el año anterior.
 - Loma Campana I y II: Se registraron aumentos tanto en la disponibilidad como en la potencia respecto al mismo ejercicio anterior debido a la implementación de nuevas tecnologías que permitieron la detección temprana de posibles fallas, tales como las registradas en el ejercicio anterior.
 - Parque Eólico Cañadón León: El parque entró en operación comercial en diciembre de 2021, consolidando durante del ejercicio 2022 sus niveles de generación.
 - Parque Eólico Los Teros: Se registró un aumento en los volúmenes de generación respecto al ejercicio anterior debido a la entrada en operación de la segunda etapa del Parque, y a un mayor factor de capacidad.
 - Parque Eólico Manantiales Behr: El parque presentó volúmenes de generación similares al ejercicio anterior.
- **Ingresos por ventas de Energía Base:** Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, se registraron mayores ingresos por ventas de Energía Base por \$ 32,6 millones, lo que representa una variación del 0,4% respecto del ejercicio anterior. Esto se debe principalmente a las adecuaciones de la remuneración establecidas por las Resoluciones SE-ME N° 238/2022 y 826/2022 y a:
 - Complejo de Generación Tucumán: Mayores disponibilidad de potencia en comparación con el ejercicio anterior 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 julio de 2021 y hasta el 10 de julio de 2021 la TG01.
 - La Plata Cogeneración I: Disminución de las ventas, dado que durante el primer semestre de 2022 la energía fue inferior con respecto al ejercicio 2021, en mayor medida por la entrada en vigencia desde diciembre de 2021 de la figura de autogenerador comentada anteriormente, y al comienzo del mantenimiento mayor programado iniciado a fines de marzo de 2022.
- **Ingresos por ventas de Vapor:** Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, se registraron mayores ingresos por ventas de vapor por \$ 675,3 millones, lo que representa un incremento del 18,2% respecto al ejercicio anterior. Esta variación corresponde principalmente al incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación. Se registraron mayores ingresos por ventas generados por La Plata Cogeneración II en el 2022, debido a menores ingresos generados en el primer trimestre de 2021 por el mantenimiento realizado en dicho período. Respecto a La Plata Cogeneración I, se generaron menores ingresos debido a la entrada en vigencia del nuevo contrato con YPF S.A. mencionado anteriormente, por el cual ya no se generan costos por el gas provisto por YPF S.A., y al menor volumen generado principalmente como consecuencia de la parada de planta realizada en el segundo trimestre del 2022.

Los ingresos por ventas 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 por ventas 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 registrada entre períodos, impactando en los precios nominados en dólares estadounidenses.

Mayores ingresos por ventas 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.

Costos de Producción

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

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

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
2022	2021	2020
(Cifras expresadas en miles de pesos)		

Depreciación de propiedades, planta y equipo	13.597.855	8.968.345	4.653.075
Depreciación de activos por derecho de uso	207.528	80.259	98.103
Amortización de activos intangibles	34.377	29.233	-
Materiales y útiles de consumo	750.926	402.756	190.052
Alquileres	8.851	6.060	2561
Honorarios y retribuciones por servicios	25.753	14.617	3.662
Otros gastos al personal	49.154	42.646	22.068
Conservación, reparación y mantenimiento	2.647.238	1.456.535	649.353
Seguros	1.125.365	735.918	333.358
Sueldos y cargas sociales	2.515.985	1.657.080	966.569
Contrataciones de obras y otros	519.441	229.833	408.296
Transporte, producto y carga	1.600.041	953.300	754.573
Combustible, gas, energía y otros	4.241.284	5.457.191	1.919.007
Impuestos, tasas y contribuciones	62.745	29.624	11.682
Publicidad y propaganda	1.883	7	-
Diversos	20.599	13.227	994
Total	27.409.025	20.076.631	10.013.353

Nuestro costo de producción representó el 43,2%, 47,8% y 46,8% de nuestros ingresos por ventas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Los costos de producción correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$ 27.409,0 millones, un 36,5% superior a los \$ 20.076,6 millones correspondientes al ejercicio anterior. Este aumento fue motivado principalmente por el incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo en \$ 4.629,5 millones y mayores costos de conservación, reparación y mantenimiento en \$ 1.190,7 millones, ambos efectos producidos principalmente por la entrada en operación durante el ejercicio 2021 de la segunda etapa del Parque Eólico Los Teros, de la central térmica Motores Manantiales Behr y del Parque Eólico Cañadón León. Asimismo, ha influido en el mayor cargo por depreciación en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad. Adicionalmente, durante el presente ejercicio se generaron mayores cargos de sueldos y cargas sociales. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución en las compras de combustible, gas, energía y otros por \$ 1.215,9 millones, principalmente a causa de la entrada en vigencia desde diciembre de 2021 de la figura de autogenerador de la Central La Plata Cogeneración I, lo que inició un nuevo contrato con YPF S.A.

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 un:

- 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.

Gastos de Administración y comercialización

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

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

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	97.936	20.679	8.924
Depreciación de activos por derecho de uso	70.582	70.489	49.136
Materiales y útiles de consumo	18.408	15.234	6.659
Gastos bancarios	13.727	11.290	4.374
Alquileres	10.283	9.332	6.667
Honorarios y retribuciones por servicios	321.019	159.302	135.221
Otros gastos al personal	507.589	236.885	144.968
Conservación, reparación y mantenimiento	64.596	20.291	11.433
Seguros	9.062	7.069	914
Sueldos y cargas sociales	2.025.583	972.140	646.293
Contrataciones de obras y otros	437.748	239.332	135.929
Transporte, producto y carga	7.639	8.194	157
Impuestos, tasas y contribuciones	1.233.596	928.029	941.317
Publicidad y propaganda	87.366	26.873	5.791
Diversos	51.287	20.397	6.954
Total	4.956.421	2.745.536	2.104.737

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$ 4.956,4 millones, con un incremento del 80,5% comparado con los \$ 2.745,5 millones registrados en el ejercicio anterior, debido principalmente a mayores cargos de sueldos y cargas sociales, y en menor medida por mayores gastos de impuestos, tasas y contribuciones y honorarios y retribuciones por servicios y honorarios.

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.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos, netos al 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$ 7.159,4 millones, representando un aumento del 231%, comparado con los \$ 2.163,2 millones registrados en el ejercicio 2021. Esto se debe principalmente a los ingresos registrados en 2022 en virtud de los acuerdos conciliatorios detallados en la Nota 29 a los Estados Financieros Consolidados, que dieron un cierre definitivo a los reclamos cruzados con GE de Los Teros, Loma Campana I, Loma Campana II y Cañadón León.

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.

Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos

Los resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$ 5.986,0 millones en 2022 debido a un cargo por deterioro relacionado con el Parque Eólico Cañadón León, según se detalla en la Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2022.

En el 2021 no hubieron resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo.

Resultado operativo

El resultado operativo correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 totalizó \$ 32.303,9 millones debido a los factores descriptos anteriormente, un 51,2% superior en comparación con el resultado operativo de \$ 21.363,7 millones correspondiente al ejercicio 2021.

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.

Resultado por participación en sociedades

Los resultados por participación en sociedades correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 representó una pérdida de \$ 1.076,0 millones, en comparación la pérdida de \$ 249,8 millones del ejercicio anterior, debido a los resultados reportados por nuestra sociedad relacionada Inversora Dock Sud, impactados por una significativa pérdida en la línea “resultados financieros” de su sociedad controlada Central Dock Sud, debido al efecto del ajuste por inflación contable.

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.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, representaron una pérdida de \$ 12.239,9 millones, en comparación con la pérdida de \$ 6.747,1 millones correspondientes al ejercicio 2021. La variación corresponde a mayores cargos registrados por diferencia de cambio generada por nuestra posición monetaria activa en pesos. Dichas pérdidas son compensadas parcialmente por mayores resultados por tenencia de fondos comunes de inversión y mayores cargos por intereses ganados.

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

Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a \$ 1.468,0 millones, en comparación con el cargo de \$ 8.048,7 millones correspondiente a 2021. La variación se debe principalmente a la reducción en el pasivo diferido vinculado al rubro “Propiedades, Planta y Equipo” donde la actualización del valor fiscal (conforme al comportamiento del índice de precios al consumidor) es superior al valor contable que resulta de la conversión a pesos del valor residual expresado en dólares, al activo diferido relacionado con la desvalorización de propiedades, planta y equipo registrada en el ejercicio 2022, a una mayor pérdida por diferencia de cambio impositiva, y 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, que impactó al impuesto diferido en el ejercicio 2021. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el aumento del impuesto a las ganancias corriente como consecuencia del incremento del resultado impositivo antes de impuesto a las ganancias estimado por el Grupo y del impacto del ajuste por inflación fiscal sobre las partidas monetarias.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue una pérdida de \$ 8.048,7 millones, en comparación con la pérdida \$ 3.796,9 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.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una ganancia de \$ 17.520,0 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de \$ 6.318,1 millones generada en el año anterior.

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.

Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron positivos en \$ 76.520,2 millones, en comparación con los \$ 17.666,5 millones registrados por este concepto durante 2021. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares y por la depreciación del peso durante el presente ejercicio.

Los otros resultados integrales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 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 al 31 de diciembre de 2022 fue una ganancia de \$ 94.040,2 millones en comparación con la ganancia de \$ 23.984,7 millones durante el ejercicio 2021, en comparación con la ganancia de \$ 25.256,0 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

Liquidez y Recursos de Capital**Indicadores**

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(Cifras representadas en porcentajes)		
Liquidez corriente (1)	1,04	0,75	0,81
Solvencia (2)	0,96	0,83	0,65
Inmovilización del capital (3)	0,87	0,88	0,83
Rentabilidad (4)	12,62%	7,6%	10,2%

- (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 2022, el Grupo mantiene un capital de trabajo positivo de \$ 1.997,4 millones, el cual es suficiente en conjunto con los flujos de fondos operativos que se generarían, para hacer frente a las operaciones e inversiones de los próximos doce meses (a partir del 31 de diciembre de 2022), según lo detallado en el presente documento. 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.

La deuda financiera (préstamos) total en circulación al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 fue de \$ 151.916,0 millones, \$ 85.577,1 millones y \$ 87.886,3 millones, respectivamente, que consta de préstamos de corto plazo (incluyendo la parte corriente de préstamos a largo plazo) por \$ 26.176,7 millones, \$ 19.723,2 millones y \$ 29.030,6 millones respectivamente, y préstamos de largo plazo por \$ 125.739,3 millones, \$ 65.853,9 millones y \$ 58.855,6 millones al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 2023.

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 2022, 2021 y 2020

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	31.927.330	29.421.909	12.233.931
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(19.767.806)	(9.137.929)	(11.700.448)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(14.479.358)	(28.121.988)	(4.409.305)
Disminución neta del efectivo y equivalentes de efectivo	(2.319.834)	(7.838.008)	(3.875.822)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo y resultados financieros	7.907.902	2.530.555	3.450.735
Efectivo y equivalentes de efectivo de activos mantenidos para su disposición	-	-	21.194
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	8.989.141	14.296.594	14.700.487
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	14.577.209	8.989.141	14.296.594

Principales variaciones en la Generación y Aplicación de Fondos

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los \$ 31.927,3 millones, un 8,5% superior a la del ejercicio anterior. Este incremento de \$ 2.505,4 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones, amortizaciones ni deterioro) de \$ 9.793,5 millones, compensado por la erosión del capital de trabajo de \$ 7.248,3 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 19.767,8 millones durante el presente ejercicio, un 116,3% mayor al ejercicio anterior, con un nivel de inversiones en activos fijos que totalizaron \$ 19.371,8 millones (incluyendo los anticipos a proveedores) lo que representa un mayor nivel de inversiones con respecto al ejercicio anterior debido principalmente a las inversiones realizadas para la construcción del Parque solar Zonda.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó un total de \$ 14.479,4 millones, en comparación con el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación de \$ 28.122,0 millones del ejercicio 2021. Esta variación se debe principalmente a menores fondos destinados a la cancelación de préstamos por \$ 40.058,8 millones, parcialmente compensado con menor toma de préstamos por \$ 19.164,8 millones y por el pago de dividendos de \$ 6.000,0 millones.

Adicionalmente, en este ejercicio, debido principalmente a la revaluación de los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo nominados en dólares y los resultados financieros de efectivo y equivalentes de efectivo y producto de la devaluación registrada del 72,5%, dichos saldos se incrementaron en \$ 7.907,9 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de \$ 14.577,2 millones al 31 de diciembre de 2022. Asimismo, los préstamos del Grupo alcanzaron los \$ 151.916,0 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 17,2% del total.

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.

La siguiente tabla establece nuestros compromisos con respecto al capital de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2022, más los intereses devengados, pero no pagados a esa fecha (importes expresados en miles de pesos):

		Préstamos			
Menos de 3 meses	3 a 12 meses	1 a 5 años	Más de 5 años	Total	
8.214.532	17.962.151	91.189.205	34.550.098	151.915.986	

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 2022:

Obligaciones Contractuales ⁽¹⁾	Total	Menos de 1 año	1 – 3 años	3 – 5 años	Más de 5 años
(Cifras expresadas en millones de US\$) ⁽⁵⁾					
Préstamos ⁽²⁾	1.127,8	205,0	256,0	539,5	127,3
Servicios de O&M ⁽³⁾	538,6	277,9	122,5	93,8	44,5
Otros pasivos ⁽⁴⁾	164,9	152,0	2,9	2,4	7,6
Total.....	1.831,3	634,9	381,5	635,7	179,3

- (1) El momento previsto de pagos de las obligaciones del cuadro anterior se estima con base en la información actual. La sincronización de los pagos y los montos efectivamente pagados pueden ser diferentes dependiendo del momento de recepción de los bienes o servicios, o cambios en los montos acordados para algunas obligaciones.
- (2) Los montos proyectados incluyen intereses para todos los períodos presentados. Los correspondientes a préstamos con una tasa variable, se calcularon teniendo en cuenta la tasa aplicable al 31 de diciembre de 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 2022.
- (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 2022.

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 (préstamos) asciende a \$ 151.916,0 millones y \$ 85.577,1 millones, incluidos los intereses devengados (a largo y corto plazo de la deuda) al 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021 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 3.17 del texto ordenado de exterior y cambios 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”.

Con fecha 3 de febrero de 2022, la Sociedad hizo la reapertura de la Obligación Negociable Clase IX, que tiene un cupón del 3,5%, emitiendo la Obligación Negociable Adicional Clase IX por un monto de US\$ 10,9 millones a una tasa efectiva negativa 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.

Adicionalmente, 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 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 10 amortizaciones semestrales iguales comenzando el 3 de agosto del 2027 y con vencimiento final el 3 de febrero de 2032 e intereses pagaderos semestralmente a partir del 3 de agosto de 2022.

Con fecha 20 de mayo de 2022, el Grupo ha cancelado en su totalidad la Obligación Negociable Clase VII por 1.755.000, según los términos y condiciones de la misma.

Con fecha 29 de agosto de 2022, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI y XII por un valor nominal de US\$ 15 millones y US\$ 85 millones, a una tasa efectiva negativa del 4% y 0% respectivamente y ambas a una tasa fija nominal del 0%. El vencimiento es agosto 2024 para las Obligaciones Negociables Clase XI y agosto 2026 para la Clase XII. Con estas emisiones además se refinanció el 32,79% de las Obligaciones Negociables Clase IV y el 17,83% de las Obligaciones Negociables Clase VIII con vencimiento en octubre y agosto de 2022, respectivamente.

Con fecha 30 de agosto de 2022, el Grupo ha cancelado en su totalidad la Obligación Negociable Clase VIII por US\$ 36.886.709, según los términos y condiciones de esta.

Con fecha 28 de octubre de 2022, el Grupo ha cancelado en su totalidad la Obligación Negociable Clase IV por US\$ 46.894.104, según los términos y condiciones de esta.

La Sociedad evaluó para cada una de las refinanciaciones de las Obligaciones Negociables Clase IV y VIII 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”.

Con fecha 10 de febrero de 2023, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI y XIII por un valor nominal de US\$ 20 millones y US\$ 130 millones, a una tasa efectiva negativa del 1,51% y 0,05%, respectivamente, y ambas a una tasa fija nominal del 0%. El vencimiento es agosto 2024 para las Obligaciones Negociables Clase XI y febrero 2025 para la Clase XIII.

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

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 2022, 2021 y 2020 estábamos en cumplimiento de todos los compromisos en relación con nuestra deuda.

Garantías Otorgadas

Actualmente todas las garantías otorgadas a CAMMESA en virtud del mantenimiento de ofertas bajo la licitación se encuentran canceladas.

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 2022, 2021 y 2020.

Inversiones de Capital	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2022		2021		2020	
	En miles de pesos	(%)	En miles de pesos	(%)	En miles de pesos	(%)
Energía						
Centrales eléctricas y parques eólicos	20.183.722	87,3%	12.544.659	86,6%	13.694.470	94,9%
Materiales y repuestos	2.835.778	12,3%	1.907.991	13,2%	732.076	5,1%
Otros	89.070	0,4%	30.069	0,2%	7.918	0,1%
Total	23.108.570	100%	14.482.719	100%	14.434.464	100%

Desinversiones

No hemos hecho ninguna desinversión significativa en los últimos tres ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

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 2022 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 la tasa de interés variable está sujeto principalmente a las oscilaciones de la tasa LIBOR (cuya cotización será discontinuada a partir del 1 de julio de 2023) en aquellos financiamientos en los que no ha sido reemplazada o de las oscilaciones de SOFR (Secured Overnight Financing Rate), que será la tasa de reemplazo definida a nivel internacional para aquellos financiamientos a tasa variable que posee la Compañía.

Asimismo, en los contratos de préstamos firmados durante el ejercicio 2022, en los casos que fuera aplicable, la Compañía ha incorporado la tasa SOFR como alternativa a la LIBOR dado que ésta no estará disponible a partir del 30 de junio 2023.

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 por ventas bajo contrato (incluyendo ventas de vapor), los cuales representan el 85% y 79% del total de ingresos por ventas de la Compañía en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente, dado que las mismas están denominadas en precios fijos en dólares estadounidenses por períodos entre 5 y 15 años de duración que proporcionan estabilidad en los flujos operativos. Con respecto de los ingresos por ventas bajo Energía Base, que por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 representaron el 14% de los ingresos por ventas, cabe destacar que con fecha 12 de diciembre 2022, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 826/2022 que modifica los criterios de remuneración establecidos en la Resolución 238 en aproximadamente un 20% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de septiembre de 2022, un 10% adicional a partir de diciembre de 2022, un 25% adicional a partir de febrero 2023 y un 28% adicional a partir de agosto 2023. El día 5 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N.º 59/2023, la cual tiene como objetivo celebrar contratos de abastecimiento con CAMMESA para todos aquellos generadores categorizados como ‘ciclos combinados’ actualmente bajo el esquema de remuneración de la Resolución 826/2022. Estos contratos tienen como objetivo promover inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y de esta manera mejorar la disponibilidad del MEM.

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.

Gastos de actualización del Prospecto de Programa Global

Los principales gastos relacionados con la actualización del Programa consisten en las siguientes categorías: (i) honorarios de los auditores de la Emisora y de los asesores legales de la Emisora; y (iii) tasa de fiscalización anual de la CNV, por un monto conjunto aproximado de 3.340.000,00 pesos.

Hechos Posteriores

1. Emisión de Obligaciones Negociables Clase XI (adicionales) y Clase XIII

Con fecha 10 de febrero de 2023, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI (adicionales) y XIII por un valor nominal de US\$ 20 millones y US\$ 130 millones, a una tasa efectiva negativa del 1,51% y 0,05%, respectivamente, y ambas a una tasa fija nominal del 0%. El vencimiento es agosto 2024 para las Obligaciones Negociables Clase XI y febrero 2025 para la Clase XIII.

2. Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.

Con fecha 17 de marzo de 2023 el Directorio de la Sociedad, resolvió: (i) que la Sociedad ejerza su derecho de compra preferente de la totalidad de las acciones que Enel Américas S.A., como vendedora, posee en Inversora Dock Sud S.A., sociedad controlante de Central Dock Sud S.A. considerando las condiciones ofertadas oportunamente por Central Puerto S.A.; y (ii) que formule a Enel Argentina S.A. (juntamente con Enel Americas S.A., las “Vendedoras”) una oferta de compra por la totalidad de las acciones que Enel Argentina S.A. posee en Central Dock Sud S.A., sujeto a que los restantes accionistas de ésta última no ejerzan los derechos preferentes que pudieran tener.

Con fecha 13 de abril de 2023, por intermedio de su controlada Y-Luz Inversora S.A.U. (en adelante “Y-Luz Inversora”), la Sociedad perfeccionó la compra a Enel Américas S.A. (“Enel Américas”) de su tenencia accionaria en IDS representativa del 57,14% de su capital social y votos. Mediante un acuerdo celebrado con Pan American Sur S.A. y sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones, se acordó transferirle el 29,8382% del capital social de IDS. De esta manera, una vez culminada la ejecución de dicho contrato, la Sociedad tendrá una participación de 70,1618% en IDS, sociedad titular del 71,7752% del capital social de Central Dock Sud S.A.

3. Habilitación comercial del Parque Solar Fotovoltaico “Zonda I”

Con fecha 18 de abril de 2023 CAMMESA habilitó la operación comercial provisoria en el MEM de una primera fase del Parque Solar Fotovoltaico “Zonda I”, provincia de San Juan, propiedad de y operado por la Sociedad, por una potencia neta inicial a inyectar al SADI de hasta 31MW a partir de las cero (0) horas del referido día. Se espera obtener la habilitación comercial del total del parque (100 MW), a medida que se vayan concluyendo las pruebas técnicas que exige el Marco Regulatorio y de acuerdo al cronograma previsto, durante el transcurso del presente trimestre.

4. Nuevo Parque Eólico General Levalle

Con fecha 2 de febrero de 2023 la Compañía informó mediante hecho relevante que se aprobó la construcción de su cuarto parque eólico, a ser instalado en la localidad de General Levalle, provincia de Córdoba. El parque tendrá una potencia instalada de 155MW, equivalente al consumo de más de 190.000 hogares y contará con un factor de capacidad estimado de más del 50%. La inversión proyectada será de más de 260 millones de dólares y la construcción tendrá una duración aproximada de 20 meses.

FACTORES DE RIESGO

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

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

Riesgos relacionados con la oferta

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

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

También podremos emitir obligaciones negociables subordinadas, especificándolo en 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 2022, el monto de nuestra deuda senior garantizada asciende a US\$ 49,96 millones.

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

Puede que no exista un mercado de negociación activo para las ON en el marco de este programa. Podremos solicitar la negociación de las obligaciones negociables de una clase o serie en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en el MAE o cualquier otro mercado de valores. No obstante, no podemos garantizar que se aceptarán estas solicitudes. Si las obligaciones negociables fueran negociadas luego de su emisión inicial, podrán negociar a descuento a su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés prevaletentes, 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 de 1933 Estadounidense y sus modificatorias. 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, mientras que una disminución en el nivel del mismo podría causar un aumento en el valor de mercado de las obligaciones negociables.

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

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

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

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

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

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

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

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

En este sentido, con fecha 28 de abril de 2022, 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+. Dicha 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 sea 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 o estar sujetos a restricciones normativas para 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.

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 podríamos no contar con 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 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

Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina

La mayoría de nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas que prevalecen en Argentina. Usted debe hacer su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones prevalecientes en el país antes de tomar una decisión de inversión en nosotros.

Las condiciones económicas de Argentina dependen de una variedad de factores, incluyendo, pero no limitado a, los siguientes: demanda internacional y precios para los principales commodities de exportación de Argentina; la competitividad y la eficiencia de las industrias y los servicios locales; estabilidad y competitividad del peso argentino frente al resto de las monedas; inversión y financiamiento interno y externo; nivel de reservas de divisas en el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) que pueden causar cambios en los valores de las divisas y las regulaciones de control cambiario y de capital (incluyendo la importación de equipos, el pago de nuestro endeudamiento transfronterizo y otras necesidades relevantes para las operaciones); altos niveles de endeudamiento; altas tasas de interés; altos niveles de inflación que generan controles de salarios y precios; shocks económicos externos adversos; cambios en las políticas económicas o fiscales implementadas por el gobierno argentino; conflictos laborales y paros gremiales; el nivel de gasto del gobierno argentino y la capacidad de alcanzar y sostener el equilibrio fiscal; el nivel de desempleo, la inestabilidad política y las tensiones sociales.

Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas tomadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que continúen teniendo un impacto significativo en nuestra Compañía. No podemos predecir el impacto final de las medidas que el gobierno argentino adoptó o pueda adoptar en el futuro, o si esas medidas tendrán los efectos buscados. La

incertidumbre acerca de las políticas del gobierno podría conducir a una mayor volatilidad de las cotizaciones bursátiles argentinas, incluidas las compañías que operan en el sector energético, dado el grado de regulación estatal en dicha industria.

No podemos garantizar que las políticas actuales que se aplican al sector energético no se modificarán en el futuro.

La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa 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 en el futuro de manera sostenible. Si las condiciones económicas de Argentina tienden a deteriorarse, si la inflación se acelerara más, si Argentina no puede refinanciar su deuda, si los saldos fiscales federales se mantuvieran deficitarios afectando la capacidad del gobierno argentino para acceder a financiamiento a largo plazo, o si no resultaren efectivas las medidas del gobierno argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional en el futuro o bien incentivar la actividad de la economía local, podrían afectar negativamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestro negocio, situación financiera, y el resultado de nuestras operaciones.

De acuerdo con el informe de Morgan Stanley Capital International ("MSCI"), Argentina fue considerada un mercado emergente hasta junio de 2021, cuando se la declaró como un mercado independiente. Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en los mercados emergentes, especialmente aquellos en América Latina, influyen en el mercado de valores emitidos por compañías argentinas. La volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en los países de mercados emergentes, así como los potenciales aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de nuestros valores de deuda y en nuestra capacidad y los términos en los que podemos acceder a los mercados de capitales internacionales. Además, los mercados independientes incluyen riesgos adicionales, tales como restricciones gubernamentales que pueden limitar las inversiones y los riesgos asociados con acontecimientos políticos.

Existen demandas pendientes contra el gobierno argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI") que podrían implicar nuevas sentencias contra el gobierno argentino, lo que a su vez podría tener un efecto sustancialmente adverso en la capacidad del gobierno argentino para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico. No podemos garantizar que en el futuro el gobierno argentino no incumplirá sus obligaciones.

Adicionalmente, la falta de un marco institucional sólido y transparente para los contratos con el gobierno argentino y sus agencias y las denuncias de corrupción han afectado y continúan afectando a Argentina.

No podemos asegurar que ninguno de los factores mencionados anteriormente y la percepción de riesgo en Argentina puedan no tener un efecto material adverso en nuestra capacidad de financiamiento, incluida nuestra capacidad de refinanciar nuestra deuda al vencimiento, lo que afectaría negativamente a nuestros planes de inversión y consecuentemente nuestro negocio, situación financiera y el resultado de nuestras operaciones, teniendo también un impacto negativo en los valores de negociación de nuestra deuda o valores de capital.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales de capitales podría estar limitada, lo que podría tener un impacto en nuestra capacidad de acceder a esos mercados.

Durante los últimos años Argentina ha experimentado dificultades financieras, lo que ha llevado a un aumento en la incurrencia de deuda pública.

Durante 2020 el gobierno argentino entabló negociaciones con los acreedores argentinos para restablecer la sostenibilidad de su deuda pública externa, resultando en la reestructuración de aproximadamente US\$ 66,5 miles de millones de sus bonos globales en moneda extranjera emitidos bajo el Contrato de 2005 y el Contrato de 2016, intercambiando dichos bonos por nuevos bonos. Durante 2021 y 2022, Argentina mantuvo negociaciones con el Club de París, llegando a diferentes acuerdos principalmente para el diferimiento de pagos. Finalmente, en octubre de 2022 se acordó reprogramar el 100% de los montos totales de capital e intereses adeudados por Argentina (estimados en US\$ 1,9 billones) y reducir las tasas de interés aplicables

Adicionalmente, el 28 de enero de 2022 el gobierno argentino llegó a un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional ("FMI"), aprobado mediante Ley N° 27.668, para renegociar los vencimientos principales de los aproximadamente US\$ 44,0 billones desembolsados entre 2018 y 2019 bajo un Acuerdo Stand-By, originalmente planeado para los años 2021, 2022 y 2023. El 25 de marzo de 2022, el FMI aprobó un acuerdo de 30 meses en el marco del Servicio de Facilidades Extendidas ("EFF" por sus siglas en inglés) a favor de Argentina por un monto de US\$ 44,0 billones. Este acuerdo incluye revisiones trimestrales para asegurar el cumplimiento de las metas establecidas para cada período de revisión que debe cumplir el gobierno argentino.

Si bien a la fecha de este Prospecto, se han cumplido las condiciones macroeconómicas y las metas acordadas por Argentina con el FMI (como se confirma en las revisiones realizadas por el FMI), no podemos garantizar que dichas condiciones y objetivos continúen cumpliéndose en las futuras revisiones. No podemos garantizar que las condiciones acordadas entre el gobierno argentino y el FMI no afectarán la capacidad de Argentina para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico. Tampoco podemos predecir el impacto del resultado de esa negociación en la capacidad de Argentina (e indirectamente la nuestra) para acceder a los mercados internacionales de capitales. Además, el impacto a largo plazo de estas medidas y cualquier medida tomada por el gobierno argentino en el futuro en la economía local sigue siendo incierto.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo desde 2020, los mercados internacionales continúan mostrando signos de dudas sobre si la deuda argentina es sostenible y, por lo tanto, los indicadores de riesgo país siguen siendo altos. No podemos garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o que no serán degradadas, suspendidas o canceladas. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina, nuestra capacidad para acceder a los mercados internacionales de capitales y nuestro negocio. Como tal, cualquier efecto adverso en nuestro negocio debido en parte a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de nuestras obligaciones negociables.

La economía argentina ha sido y puede ser afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados

Los mercados financieros y de valores en Argentina y la economía argentina están influenciados por los efectos de crisis financieras globales o regionales y por las condiciones de mercado en otros mercados del mundo. La inestabilidad económica global como la incertidumbre acerca de las políticas de comercio internacionales, el deterioro de las condiciones económicas en Brasil (el principal socio comercial de Argentina) y de las economías de otros socios comerciales importantes de Argentina, como China o Estados Unidos, los aumentos en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, las tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y varios países extranjeros, el conflicto entre Rusia y Ucrania, las decisiones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y otras naciones productoras de petróleo no pertenecientes a la OPEP respecto a la producción de petróleo que afecta los precios del petróleo crudo, discordias idiosincrásicas, políticas y sociales, ataques terroristas, degradaciones de la deuda soberana y una enfermedad pandémica podrían afectar la economía argentina y poner en peligro la capacidad de Argentina para estabilizar su economía, entre otros. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las reacciones de los inversores a los eventos que ocurren en un país a veces demuestran un efecto de "contagio" en el que toda una región o clase de inversión es desfavorecida por los inversores internacionales.

En consecuencia, no podemos asegurar que la economía argentina y los mercados de valores no se verán negativamente afectados por acontecimientos en las economías de los países desarrolladas, en los mercados emergentes o en cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones, y el valor de nuestra acción.

Podemos estar expuestos a efectos negativos debido al conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania

El conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania iniciado en febrero de 2022 tuvo y probablemente seguirá teniendo un impacto significativo en los precios de la mayoría de los commodities, especialmente en los precios internacionales del petróleo crudo y el gas, 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 puede derivar en dificultades para abastecer el mercado local.

Debido a las incertidumbres inherentes a la escala 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.

Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio

La devaluación constante del peso argentino durante los últimos años ha tenido un impacto negativo en la economía, y también ha llevado a un aumento de la inflación, que a su vez tiene un impacto directo sobre los salarios reales. Además, nuestros resultados de operaciones están expuestos a fluctuaciones cambiarias y cualquier devaluación del peso frente al dólar estadounidense y otras monedas fuertes puede afectar adversamente nuestro negocio y los resultados de las operaciones. Como nuestros ingresos se recaudan principalmente en pesos argentinos, estamos expuestos al riesgo de tipo de cambio entre el Peso argentino y el Dólar Estadounidense, por nuestras cuentas a cobrar denominadas en dicha moneda.

Además, una devaluación significativa del peso argentino frente al dólar estadounidense afectaría negativamente la competitividad económica de Argentina. Una apreciación real significativa del peso argentino afectaría adversamente las exportaciones y reduciría el superávit comercial de Argentina o causaría un déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo en el crecimiento del Producto Bruto Interno ("PBI") y el empleo.

Como resultado del aumento de la volatilidad del peso argentino, el gobierno argentino y el BCRA implementaron varias medidas y regulaciones para estabilizar su valor.

No podemos predecir si, y en qué medida, el valor del peso argentino puede depreciarse o apreciarse frente al dólar estadounidense u otras monedas extranjeras, ni la forma en que podremos trasladar dichas variaciones a los precios de nuestros productos y cómo tales fluctuaciones podrían afectar la demanda de los productos que ofrecemos, afectando así a nuestro negocio.

Estamos sujetos a controles de cambio y de capitales

El gobierno argentino y el BCRA han implementado ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de las empresas y de los individuos para acceder al mercado de divisas para comprar divisas y transferirlas al exterior. Dichas medidas incluyen restringir el acceso al mercado cambiario argentino para el pago de dividendos a accionistas no residentes; restricciones a la adquisición de cualquier moneda extranjera para ser retenida en efectivo en la Argentina; exigir a los exportadores repatriar y liquidar en pesos

argentinos en el mercado cambiario local, limitaciones a la transferencia de valores hacia y desde Argentina, estableciendo ciertos refinanciamientos de vencimientos de deuda obligatorios, y la implementación de impuestos sobre ciertas transacciones que impliquen la adquisición de divisas, entre otros.

No podemos asegurar que el BCRA u otras dependencias gubernamentales no aumenten o relajen dichos controles o restricciones, hagan modificaciones a estas regulaciones, impongan más planes obligatorios de refinanciamiento relacionados con nuestro endeudamiento pagadero en monedas distintas del peso argentino, establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, o mantengan el actual régimen cambiario o creen múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos moneda para pagar importaciones y/o para atender nuestros pasivos pendientes denominados en monedas distintas del peso argentino, todo lo cual podría afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, reunir capital, refinanciar nuestra deuda al vencimiento, obtener financiamiento, ejecutar nuestros planes de inversión y/o socavar nuestra capacidad de pagar dividendos a accionistas extranjeros. En consecuencia, estos controles y restricciones cambiarios podrían afectar en forma material y adversa a nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas y / o la implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podrían afectar negativamente nuestro negocio

No podemos asegurar que el gobierno argentino no adoptará cambios y reformas adicionales en materia tributaria, ni que estas reformas y las que puedan adoptarse en el futuro no afectarán adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Históricamente, el gobierno argentino ha impuesto aranceles a las exportaciones. No podemos asegurar que los impuestos y las regulaciones sobre importaciones/exportaciones no se modificarán en el futuro o que no se impondrán otros impuestos nuevos o regulaciones sobre importaciones/exportaciones, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de las operaciones.

El gobierno argentino ha introducido cambios en la tasa del impuesto a las ganancias corporativas y la tasa del impuesto sobre la distribución de dividendos en los últimos años. No podemos asegurar que el gobierno argentino o cualquiera de sus divisiones políticas no adoptarán cambios y reformas adicionales en la tasa del impuesto a las ganancias, ni que estas reformas y las que puedan adoptarse en el futuro no afectarán adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones. Véase *"Información adicional – Carga tributaria"*.

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 Secretaría de Energía, se suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos en el MEM entre privados para energía convencional.

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, 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.

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.

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*”. Véase “*La Industria Eléctrica Argentina - Descripción General del Marco Legal Principales disposiciones legales y complementarias*” del presente Proyecto.

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 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.

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 de ciertos segmentos del mercado eléctrico 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 ciertas 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 (medida prorrogada sucesivamente por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022, por lo que continúa vigente a la fecha); (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 (el Decreto 1020/2020 prorrogó este plazo por 90 días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios); (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 (el plazo inicial de dos años fue prorrogado por un (1) año a partir de su vencimiento por medio del Decreto N° 815/2022).

El Decreto N° 332 de fecha 16 de junio de 2022 establece que los subsidios a la energía son una herramienta del Estado para el cumplimiento del principio de igualdad y no discriminación y las políticas de segmentación permitirán identificar en forma más adecuada a distintos grupos de consumidores y consumidoras, en un marco de mayor equidad distributiva y justicia social. Véase *“La Industria Eléctrica Argentina - Precio del despacho de electricidad y el mercado spot - El precio estacional y el Fondo de Estabilización”* del presente Prospecto.

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, 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 del 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. Asimismo, 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. Según lo establecido, CAMMESA debe realizar el pago a los generadores a los 42 días de finalizado el mes en que ocurrió el suministro, sin embargo, debido a los pagos fuera de término realizados por los distribuidores a CAMMESA y a la necesidad de aportes del Tesoro dada la existencia de tarifas subsidiadas, los pagos a generadores sufren demoras que en algunos casos, han llegado a más de los 100 días.

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. La compañía está expuesta a riesgo devaluatorio si se produce una devaluación del peso durante el período comprendido entre el día 42 y la fecha de pago real. No obstante esto, de conformidad con la normativa vigente aplicable, CAMMESA debe pagar intereses por pago fuera de término a los generadores. Los resultados de nuestras operaciones se han visto afectados y podrían verse afectados por la fluctuación del tipo de cambio entre el dólar y el peso. Véase *“La Industria Eléctrica Argentina - Precio del despacho de electricidad y el mercado spot - El precio estacional y el Fondo de Estabilización”* del presente Prospecto

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. En el pasado, se implementó un sistema en el que 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 podría repetirse en el futuro. La imposibilidad de CAMMESA de hacer pagos, o de hacerlo en forma oportuna o total, puede afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

A la fecha, la Compañía, ha celebrado PPA con CAMMESA, YPF y con otros grandes clientes del sector privado para la venta de energía. No podemos asegurar que CAMMESA ni los clientes 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. Con el fin de mitigar los riesgos crediticios asociados a los grandes clientes del sector privado, la Compañía realiza un análisis crediticio técnico, previo al cierre de firma de los PPA, en donde bajo la información financiera provista por los clientes, el sistema de informes NOSIS y un análisis externo basado en scores crediticios, se concluye el límite máximo crediticio con el que el cliente califica. Dicho análisis debe ser presentado y aprobado por el Directorio, para luego poder iniciar la firma del PPA.

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”. Véase “La Industria Eléctrica Argentina - Descripción General del Marco Legal Principales disposiciones legales y complementarias” y “La Industria Eléctrica Argentina - Precio del despacho de electricidad y el mercado spot - El precio estacional y el Fondo de Estabilización” del presente Prospecto.

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. No obstante, los niveles de demanda ya se encuentran nuevamente por encima de los registrados antes de la pandemia. 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 y/o reducir los ingresos, afectando negativamente los resultados financieros de la Emisora. Véase “La Industria Eléctrica Argentina - Régimen de inscripción al RENPER: Disposición N° 1-E/18”

La Compañía no puede asegurar que sus nuevos proyectos de generación de energía de fuentes renovables destinados al MATER obtengan dicha prioridad - en parte o en su totalidad -, lo que podría tener un efecto sustancial adverso sobre las operaciones de los proyectos afectados y un efecto material adverso sobre la situación patrimonial de la Compañía. Actualmente, nuestros parques Manantiales Behr, Los Teros I y II y Cañadón Leon tienen una prioridad de despacho de 99 MW, 175 MW y 101,52MW respectivamente. El proyecto Zonda y General Levalle tienen una prioridad de despacho de 53 MW y 128MW, 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 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. La Compañía no puede asegurar que haya 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 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 capacidad de la Compañía de operar parques solares fotovoltaicos de manera rentable depende en gran medida de un adecuado recurso solar y demás condiciones climáticas.

La cantidad de energía generada por los parques solares y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de radiación que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques solares, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del sol en los sitios de los parques solares ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales y, en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que el parque sólo funcionará cuando las condiciones caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de tecnología, esto afectaría la producción de energía en los parques solares fotovoltaicos de la Compañía.

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de un parque solar-fotovoltaico, se lleva a cabo un estudio de recurso solar potencial. La Compañía lleva a cabo estos estudios 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 capacidad y la tecnología de generación a ser usada 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 solares o

proyectos de parques solares podrán satisfacer los niveles de producción anticipados. Puede suceder que la irradiación y la producción de electricidad futuros en los parques solares de la Compañía no reflejen las proyecciones y/o previsiones, y que cambien con el paso del tiempo.

Si en el futuro, el recurso solar en el área donde se encuentran los parques solares fotovoltaicos es inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichos parques solares 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, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Compañía. Para más información, véase "*Información sobre la Emisora – Competencia*". Una mayor competencia podría traer aparejada una baja en los precios de venta de energía y/o 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 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 licenciataria 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 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 y/o de acceso a la capacidad de transporte. 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 y/o de acceso a la red de transporte eléctrico requerido por los distintos proyectos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nuestro negocio se centra en la generación de energía convencional (además de la energía renovable), que está asociada en gran medida con la emisión de gases de efecto invernadero. En 2015, los países del G7 acordaron el objetivo de la descarbonización completa de la economía mundial para finales del siglo XXI. La descarbonización es la transición de la economía energética hacia una menor absorción de carbono.

De acuerdo con los objetivos establecidos en el Acuerdo de París COP-21 de Naciones Unidas, que tuvo lugar a finales de 2015, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían reducirse globalmente en un 40-70% para 2050, en comparación con los niveles de 2010. En virtud de ello, varios países (incluyendo Argentina) han adoptado o están considerando la adopción de marcos regulatorios tendientes a reducir las emisiones de gas invernadero debido a la preocupación sobre el cambio climático. Estas medidas regulatorias en distintas jurisdicciones incluyen la adopción de regímenes de topes y comercio (“cap and trade”), impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia e incentivos o mandatos para energía renovable.

La descarbonización es un aspecto importante de la orientación actual y futura de nuestras actividades comerciales. Por ejemplo, tenemos en cuenta los objetivos de la política energética al planificar la vida operativa de las centrales eléctricas existentes que liberan carbono al generar energía, así como cuando se construyen nuevas centrales eléctricas. Sin embargo, estas medidas pueden no ser suficientes o las medidas gubernamentales dirigidas a la descarbonización podrían implementarse antes de lo esperado actualmente.

El cumplimiento de los cambios en las leyes, reglamentaciones y obligaciones relativas a cambio climático, inclusive como resultado de dichas negociaciones internacionales, podría aumentar nuestros costos relacionados con la operación y el mantenimiento de nuestras centrales térmicas y requerir la instalación de nuevos controles de emisión, adquirir provisiones 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 una enfermedad podría tener consecuencias adversas materiales en nuestras operaciones

El brote de una pandemia, enfermedad o amenaza similar para la salud pública puede generar consecuencias adversas materiales en la economía global que podrían afectar en forma material y adversa nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones, como el caso de la pandemia de COVID-19. Algunos de los efectos negativos podrían ser: impactos adversos en los mercados financieros; reducción de la demanda de energía eléctrica y, por lo tanto, de nuestros ingresos, generando la reducción de nuestros niveles de actividad y de inversión relacionados nuestros

No podemos predecir o estimar el impacto negativo futuro que una pandemia podría tener en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones, dado que dependerá de circunstancias fuera de nuestro control, incluida la intensidad y duración de la pandemia y las medidas tomadas por los diferentes gobiernos, incluido el gobierno argentino, para contener el virus y/o mitigar el impacto económico.

Riesgos relacionados con la Emisora

Los ingresos de la Sociedad dependen 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 2022 el 59,1% de los ingresos por producir energía se comercializan a CAMMESA bajo contratos de largo plazo (PPA); el Régimen de Energía No Contractualizada, ingreso por combustible y transporte. 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.

Cabe destacar a su vez que la pandemia del COVID-19 y sus efectos o si surgiera alguna situación con similares implicancias podría demorarse 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 los clientes que han firmado PPA con esos proyectos. Ello podría derivar en la imposición de grandes penalidades significativas y la ejecución de los seguros de caución. 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 dos proyectos en construcción, los cuales una vez finalizados, aumentarán 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 como consecuencia de las elecciones presidenciales de 2023; (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 o los que pudieren surgir de una situación de similares características y de la normativa que se dicte oportunamente, la construcción y el inicio de operaciones de nuestros proyectos puede verse demorada y los costos de dichas construcciones verse incrementados.

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 PPA o celebrar nuevos PPA para la venta de energía en firme o que nuestros PPA puedan ser modificados o terminados unilateralmente.

Al 31 de diciembre de 2022, los ingresos derivados bajo contrato representaron el 85,2% de nuestros ingresos un plazo de vida promedio de aproximadamente 10,7 años para MATER y 13 años para el resto. En relación con nuestros PPAs existentes, es posible que no podamos renovarlos y/o celebrar nuevos PPA con nuestros clientes actuales en condiciones favorables o no celebremos ninguno. Además, nuestros PPA 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 PPA celebrados con grandes usuarios del MATER. Sin embargo, tras la finalización de nuestro parque en construcción, es posible que no podamos suscribir PPA con clientes nuevos o existentes o suscribir PPA para la venta de dicha capacidad en condiciones favorables.

El hecho de que no se celebren nuevos PPA 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 PPA existentes podría tener un efecto materialmente adverso en nuestro negocio y en los resultados de nuestras operaciones.

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

La operación de las centrales generadoras térmicas implica riesgos, incluidos, entre otros, los siguientes:

- la posibilidad de que nuestras Centrales tengan un desempeño o una eficiencia de generación menores a los esperados o no se adecúen a sus especificaciones de diseño;
- el incumplimiento para llegar a, o la caída en la capacidad de la central por condiciones de alta temperatura ambiente o degradación por envejecimiento, que disminuyen la potencia operable y la eficiencia;
- la interrupción o cancelación prolongada de las operaciones como resultado del desgaste normal, avería o falla de los equipos o procesos, o la existencia de defectos o errores de diseño, la existencia de requisitos de mantenimiento o construcción no anticipados, o la escasez de equipos de repuesto;
- la existencia de costos operativos y de mantenimiento no anticipados, incluyendo, en el caso de las centrales térmicas, el costo de combustibles que excedan el Consumo Específico Garantizado o un despacho excesivo de energía;
- la existencia de disputas laborales o escasez de mano de obra, incluyendo la incapacidad de contratar y retener personal con la experiencia necesaria para operar las centrales;
- la incapacidad de obtener o renovar los permisos gubernamentales necesarios;
- nuestra incapacidad para cumplir con las normas operativas y los límites establecidos por los permisos gubernamentales que nos fueran otorgados, o con la reglamentación ambiental y de salud actual o futura;
- errores de operación que puedan ocasionar la pérdida de vidas, lesiones físicas o la destrucción de bienes materiales, y/o la disponibilidad de planta y/o producción;
- la interrupción o avería de nuestros sistemas de información y procesamiento;
- los efectos de acciones de terceros, como empresas generadoras y otras empresas transmisoras y usuarios;
- casos de fuerza mayor, incluyendo catástrofes tales como incendios, terremotos, descargas atmosféricas, explosiones, sequías, inundaciones, actos de terrorismo, actos de sabotaje, actos de guerra u otros eventos que puedan ocasionar lesiones físicas, pérdidas de vidas, daños ambientales, o daños sustanciales a las centrales generadoras o su destrucción, o la suspensión de sus operaciones;
- la nacionalización o expropiación por parte del gobierno a cambio de una compensación insuficiente para compensar nuestras pérdidas;
- cambios en la legislación o los permisos necesarios, incluyendo, entre otros, los cambios necesarios en las tarifas que recibimos por nuestra capacidad de generación y nuestra producción, otros términos y condiciones de nuestros contratos con proveedores estatales y tomadores regulares, la imposición o modificación de obligaciones respecto de terceros, la modificación de los términos en virtud de los cuales CAMMESA nos provee combustible y/o compensa por su costo, y la imposición de obligaciones de aumentar la capacidad de generación de nuestras centrales;
- la existencia de gravámenes, derechos y otras imperfecciones en los títulos de nuestros bienes inmuebles;
- aumentos de la inflación y costos por encima de nuestras expectativas; y

- acciones judiciales o reclamos en nuestra contra.

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

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

La Compañía efectúa la mayor parte de sus ventas a dos clientes estratégicos, CAMMESA e YPF, que juntos representaron el 89%, 90,8% y el 92,9% de sus ingresos para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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.

Asimismo, hemos celebrado con GE ciertos Contratos de asistencia a la Operación y Mantenimiento para la prestación de servicios y entrega de repuestos relacionados con el mantenimiento de nuestras turbinas ubicadas en las plantas San Miguel de Tucumán, la turbina de vapor de Central Térmica Tucumán, Loma Campana I, Loma Campana II, El Bracho CCTG, La Plata Cogeneración y La Plata Cogeneración II, así como también contratos de asistencia a la operación y mantenimiento para los parques eólicos Los Teros I, Los Teros II y Cañadón León.

Hemos también celebrado un contrato de Mantenimiento con la empresa Sulzer para la prestación de servicios y entrega de repuestos relacionados con el mantenimiento de nuestras turbinas de gas ubicadas en la planta Central Térmica Tucumán, otros contratos de asistencia a la operación y mantenimiento con la empresas Innio y Wartsila para la prestación de servicios y entrega de repuestos relacionados con el mantenimiento de nuestros motores de combustión interna ubicados en las plantas Central Térmica Loma Campana Este y Central Térmica Manantiales Behr, así como también contratos de asistencia a la operación y mantenimiento con la empresa Vestas para los parques eólicos Manantiales Behr y General Levalle.

En consecuencia, la disponibilidad y el funcionamiento de las centrales térmicas, de los parques eólicos operativos y fotovoltaicos 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 y/o de otros proveedores, 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 iniciaren algún procedimiento por insolvencia, el negocio de la Compañía y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente.

Dependemos de terceros para mantener nuestras centrales térmicas parques eólicos, y solares fotovoltaicos y así como dependemos de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de nuestros proyectos de expansión.

Ciertos servicios de mantenimiento relacionados con nuestras plantas de generación de energía dependen en gran medida de terceros para ser realizados. Asimismo, necesitaremos de terceras partes para completar los procesos de adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento nuestros proyectos de expansión.

En el caso de que alguna de las centrales térmicas, parques eólicos y solares fotovoltaicos, no tenga la capacidad y el rendimiento esperados, o si alguna de las entidades de las que dependemos para cumplir con nuestras obligaciones bajo los PPA, 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 PPA 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

térmicas, parques eólicos y solares fotovoltaicos, 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 ya sea con afiliadas de GE, Vestas, Wartsila o 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 adverso sobre los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

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

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

La Emisora podría necesitar seguros de caución para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones bajo 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 PPA 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 contrapartes. 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 Régimen de Energía No Contractualizada; 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 prioridad de despacho para la energía generada y posteriormente 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 Secretaria 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 en el pasado, empleados sindicalizados han bloqueado el acceso y han ocasionados daños a las instalaciones de distintas compañías del sector.

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, averías e incluso ataques malintencionados. 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 a 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 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 Régimen de Energía No Contractualizada.

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 Aero derivada 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 y energía, contando un plazo de 15 años, con una remuneración fija por disponibilidad denominada en dólares estadounidenses.

El siguiente paso en el crecimiento de la capacidad instalada fue 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 que le suministre la energía renovable necesaria para cumplir con los cupos establecidos en dicha ley. Previamente, y anticipando 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, en 2015 la Emisora comenzó a analizar y a participar de diferentes licitaciones 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 bajo 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 de un PPA con CAMMESA por 10 años en el que se remunera un monto fijo por disponibilidad de potencia y un monto 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 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 23 de septiembre de 2022, la Sociedad decidió iniciar un proceso de fusión por absorción de sus subsidiarias Y-GEN Eléctrica S.A.U. e Y-GEN Eléctrica II S.A.U., con el fin de simplificar la estructura del grupo y siendo YPF Energía Eléctrica S.A la sociedad absorbente y continuadora. Ello, toda vez que los préstamos oportunamente recibidos por las Subsidiarias para la financiación de la construcción de la planta de ciclo combinado denominada El Bracho y la central térmica Loma Campana II respectivamente, fueron completamente cancelados, en tiempo y forma, el mes de febrero de 2022. La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2023.

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 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 90MW 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 cuentan con un PPA con CAMMESA por 15 años en los que se remunera un monto fijo por disponibilidad de potencia y un monto 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 una cláusula *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. El parque tiene una capacidad total de 123MW, comercializando los 24 MW restantes bajo un PPA con YPF. Está 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. Este parque, al igual que Manantiales Behr fue desarrollado íntegramente por la Emisora, desde las mediciones, certificaciones y estudios. El contrato de venta de energía con CAMMESA tiene un plazo de 20 años por el total de la energía producida (hasta 99MW), nominado en dólares estadounidenses, cuyo valor de inicio es 41,5US\$/MWh ajustado como lo indica el programa Renovar 2. El proyecto fue desarrollado a cabo por la subsidiaria Luz del León S.A. controlada en un 100% por la Compañía. 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\$ 95.860 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 en operaciones fue 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. Parte de la energía eléctrica generada por esta planta se vende a YPF a través de la figura de autogenerador físico a través de un contrato de suministro nominado en dólares y la parte restante se entrega al MEM y es remunerada a través del Régimen de Energía No Contractualizada; mientras que el vapor generado se vende a YPF bajo un contrato de suministro de 15 años de duración.

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 (Para más información véase “*Hechos Posteriores*”- “*Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A*” del presente Prospecto). CDS es la titular de un Ciclo Combinado de 928,5MW que despacha usualmente en base, y de dos turbinas de gas de 36MW cada una, que son despachadas de punta. La planta está ubicada en la

localidad de Avellaneda, a 8 kilómetros de la ciudad de Buenos Aires, y es remunerada de acuerdo al Régimen de Energía No Contractualizada.

La operación 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.

Con fecha 13 de abril de 2023, por intermedio de su controlada Y-Luz Inversora S.A.U., perfeccionó la compra a Enel Américas S.A. de su tenencia accionaria en IDS representativa del 57,14% de su capital social y votos. Mediante un acuerdo celebrado con Pan American Sur S.A. y sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones, se acordó transferirle el 29,8382% del capital social de IDS. Para más información véase “*Hechos Posteriores*” – “*Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.*” del presente Prospecto.

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.

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 por 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 alcanzando 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 dólares, 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. Con fecha 30 de agosto de 2021, la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Clase VIII y Obligaciones Negociables Clase IX alcanzando 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 2022, la Sociedad accedió al mercado de capitales por un monto total de US\$ 174.8 millones a través de obligaciones negociables dólar linked. El 3 de febrero de 2022, la Sociedad colocó Obligaciones Negociables Adicionales Clase IX por US\$ 10.9 millones, a una tasa nominal del 3,5% y con vencimientos en agosto de 2024. En la misma fecha, la Sociedad colocó obligaciones negociables Clase X por US\$ 63.9 millones, con una tasa fija de 5%, con vencimiento en febrero 2032. La Clase X fue el primer bono verde emitido por la Compañía. El 29 de agosto de 2022, la Compañía emitió las Obligaciones Negociables Clase XI y XII. La colocación de la Clase XI y Clase XII alcanzaron los US\$ 15 millones y 85 millones, ambas una tasa nominal fija del 0%, con vencimiento en agosto 2024 y agosto 2026, respectivamente.

Con fecha 10 de febrero de 2023, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI (adicionales) y XIII por un valor nominal de US\$ 20 millones y US\$ 130 millones, a una tasa efectiva negativa del 1,51% y 0,05%, respectivamente, y ambas a una tasa fija nominal del 0%. El vencimiento es agosto 2024 para las Obligaciones Negociables Clase XI y febrero 2025 para la Clase XIII.

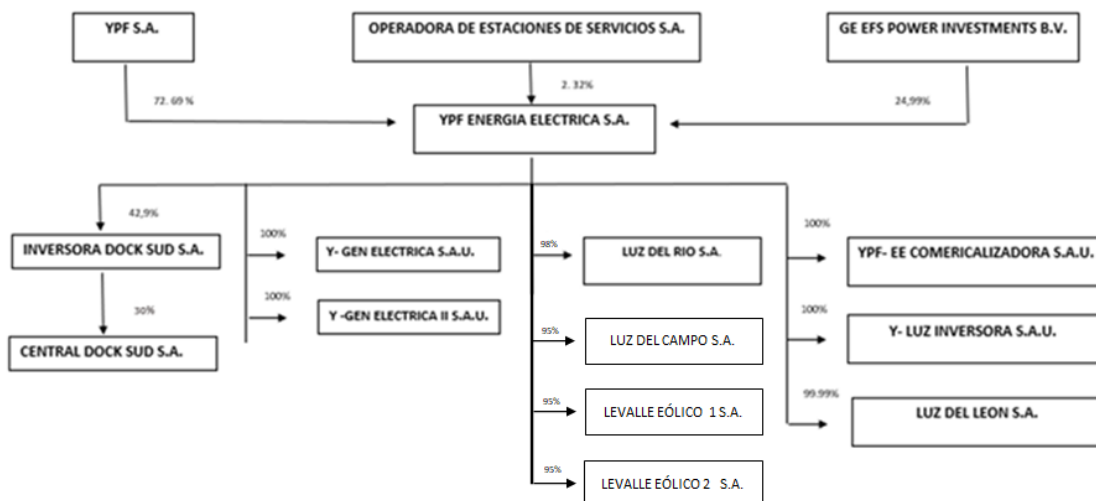
En febrero de 2022 la Sociedad comenzó la construcción de la primera etapa del Parque Solar Zonda, ubicado en el departamento de Iglesia, provincia de San Juan. En esta primera etapa se construirán 100 MW sobre estructuras de seguimiento a un eje (E-O), la subestación del parque y la Línea de Alta Tensión 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.

En Enero 2023 se aprobó en directorio el proyecto Parque Eólico General Levalle, ubicado en la localidad de General Levalle, Provincia de Córdoba. Con una capacidad instalada de 155 MW se convertirá en el segundo parque eólico más grande de la

Compañía, luego de Los Teros. La energía que genere será comercializada en el MATER a fin de abastecer la demanda del sector industrial.

Estructura Societaria y Accionaria⁵

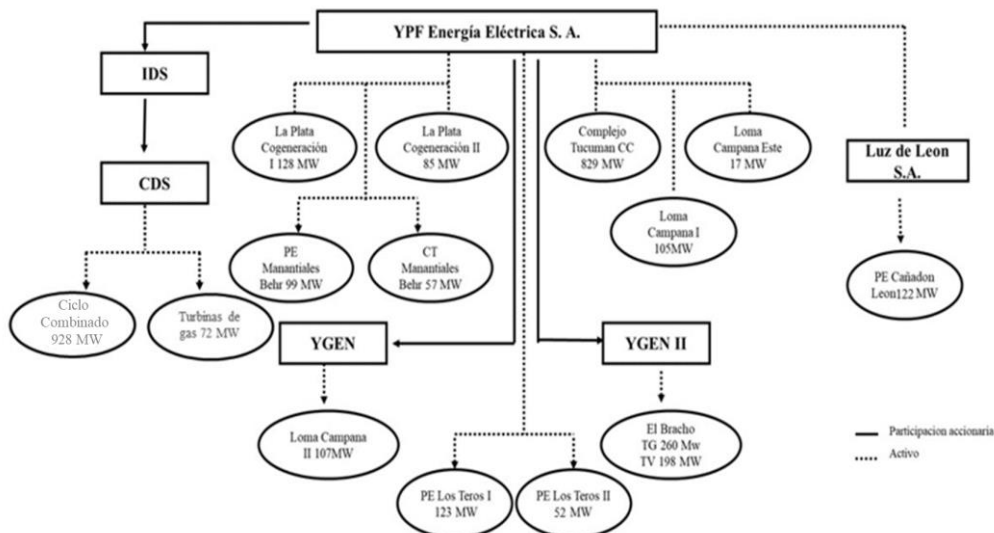
El siguiente organigrama ilustra la estructura societaria de la Compañía a la fecha de este Prospecto⁶:



(8) 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):



(1) A la fecha del prospecto, YGEN S.A.U e YGEN II S.A.U., se encuentra en proceso de fusión por absorción con YPF Energía Eléctrica S.A., y las cuales se disolverán retroactivamente al 01 de enero de 2023 una vez registradas ante la IGJ.

⁵ Previo a la adquisición descrita en “Hechos Posteriores”- “Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A” del presente Prospecto: ENEL Américas S.A. posee el 57,1% restante de Inversora Dock Sud S.A.; 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%.

⁶ Previo a la adquisición descrita en “Hechos Posteriores”- “Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A” del presente Prospecto.

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.

Previo a la adquisición descrita en “Hechos Posteriores”- “Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.” del presente Prospecto, 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 FONINVE MEM.

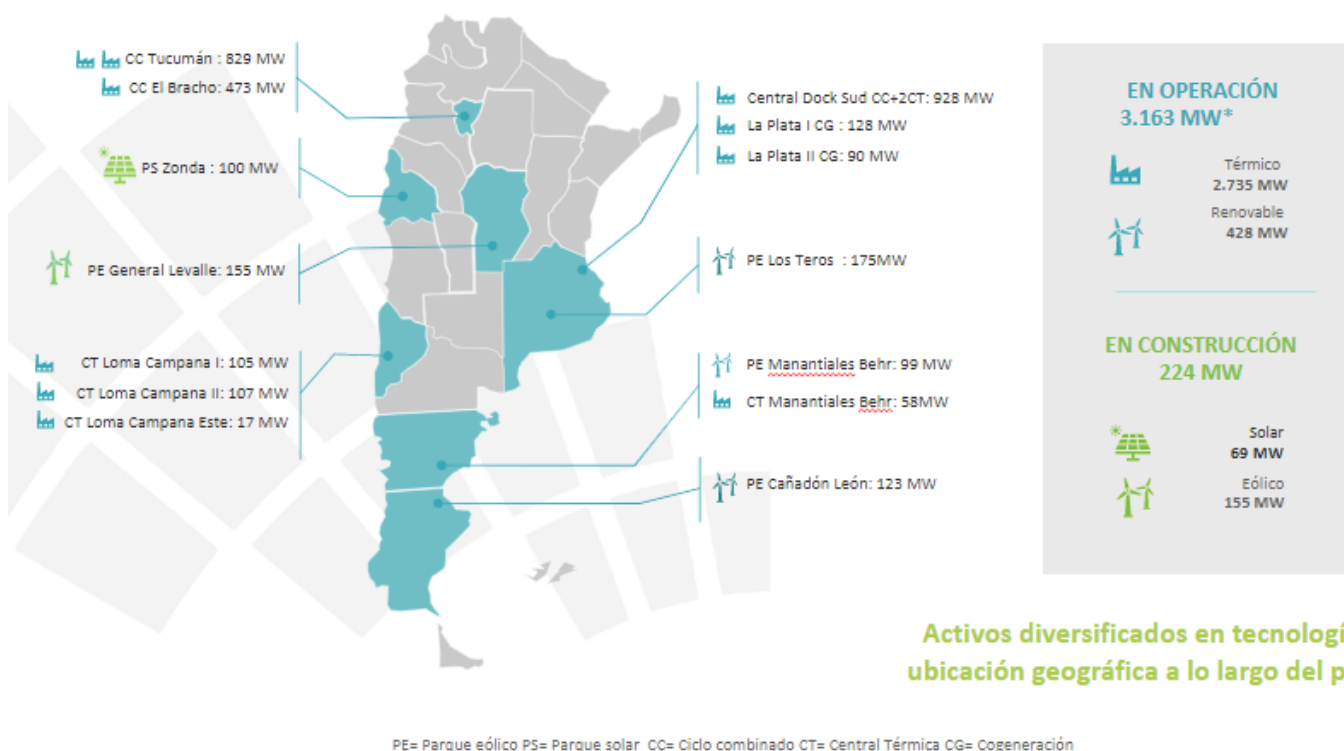
Para más información véase “Hechos Posteriores”, “Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.” del presente Prospecto.

Estrategia de negocios

Para más información véase “Información Sobre la Emisora” - “Política de Negocios” del presente Prospecto.

Activos de generación de energía de la Sociedad

El siguiente mapamuestra la ubicación geográfica de los activos de generación de energía eléctrica de la Compañía operativos y en construcción. ⁽⁷⁸⁾



⁷ Previo a la adquisición descrita en “Hechos Posteriores”- “Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.” del presente Prospecto, YPF Energía Eléctrica S.A tenía una participación del 30%.

⁸A la fecha del presente Prospecto el Parque Solar Zonda tiene la habilitación comercial de 31MW.

Generación de Energía en Centrales Térmicas Operativas

Aproximadamente un 63% de la capacidad de generación de energía de YPF LUZ del año 2022 provino de activos que han estado operando por aproximadamente 25 años. Estos activos son los dos ciclos combinados del Complejo Tucumán, Central Dock Sud y LPC I. El resto de la energía se generó en base a fuentes renovables (17%) y el 21% restante en base a generación térmica eficiente instalada en los últimos 7 años.

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 447 MW, que posee 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 que 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. YPF LUZ es la propietaria y operadora de la Central Térmica Tucumán

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° 826/2022).

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento con la empresa Sulzer para las turbinas de gas y con la empresa General Electric para la turbina de vapor.

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 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 bajo el Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 826/2022).

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 D 650.

La construcción de la central fue desarrollada en dos etapas, siendo la primera la de la turbina de gas a ciclo abierto (El Bracho TG), y luego el resto de las obras para conformar la central de ciclo combinado actualmente en operación, también construida por GE a través de contratos llave en mano se llamara (El Bracho TV)

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 firmó 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 ascendió a US\$ 149,5 millones, el cual ya ha sido 100% cancelado a la fecha del presente Prospecto.

El Bracho TG es 100% propiedad de YPF LUZ quien realiza la operación. La energía y la capacidad instalada es vendida a CAMMESA un 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.

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 el cierre de ciclo de la central El Bracho TG, agregando 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 de 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 comparte sustancialmente instalaciones, servicios, 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. 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 (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.

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 abril 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. 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.

El 23 de septiembre de 2022, la Sociedad decidió iniciar un proceso de fusión por absorción de sus subsidiarias Y-GEN Eléctrica S.A.U. e Y-GEN Eléctrica II S.A.U., con el fin de simplificar la estructura del grupo y siendo YPF Energía Eléctrica S.A. la sociedad absorbente y continuadora. Ello, toda vez que los préstamos oportunamente recibidos por las Subsidiarias para la financiación de la construcción de la planta de ciclo combinado denominada El Bracho y la central térmica Loma Campana II respectivamente, fueron completamente cancelados, en tiempo y forma, en el mes de febrero de 2022. La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2023.

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 posee 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 de, 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.

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 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 firmó 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 ascendió a US\$ 70 millones, el cual ya ha sido 100% cancelado a la fecha del presente Prospecto.

Loma Campana II durante el 2022 era 100% propiedad de la subsidiaria YGEN y estaba 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 trabajo proveniente de YPF LUZ.

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

El 23 de septiembre de 2022, la Sociedad decidió iniciar un proceso de fusión por absorción de sus subsidiarias Y-GEN Eléctrica S.A.U. e Y-GEN Eléctrica II S.A.U., con el fin de simplificar la estructura del grupo y siendo YPF Energía Eléctrica S.A. la sociedad absorbente y continuadora. Ello, toda vez que los préstamos oportunamente recibidos por las Subsidiarias para la financiación de la construcción de la planta de ciclo combinado denominada El Bracho y la central térmica Loma Campana II respectivamente, fueron completamente cancelados, en tiempo y forma, el mes de febrero de 2022. La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2023.

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, y YFP Luz cuenta en su calidad de tomador 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*, el cual al día de la fecha de emisión de este prospecto fue cancelado en su totalidad, optándose por la opción de compra. 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 e YPF LUZ el cual tiene una duración de 3 años y es prorrogable hasta 5 años. El combustible es suministrado por YPF de acuerdo con 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 20 de febrero de 2023.

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

Central La Plata Cogeneración (LPC I)

El 5 de enero de 2018, se perfeccionó la adquisición de la Central La Plata Cogeneración de propiedad de Central Puerto S.A., con efectos inmediato a partir de la suscripción del acuerdo por la suma de US\$ 31.500.000 más el correspondiente 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 comercializan 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° 826/2022.

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. 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° 287/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, la Compañía resultó adjudicataria, como consecuencia del proceso licitatorio establecido, de un nuevo proyecto de cogeneración a ser desarrollado dentro de la Refinería de La Plata, la cual es de propiedad de YPF, ubicada en la Provincia de Buenos Aires.

Este proyecto consistió en la instalación de en una turbina de gas, su generador eléctrico y una caldera para generar vapor por recuperación de calor. La turbina de gas es del tipo dual, cuyo combustible principal a quemar es gas natural, siendo el gas-oíl el combustible previsto como alternativo. La turbina de gas es marca General Electric modelo 6F.03, la cual tiene una capacidad de generación de 85 MW (condición ISO). En cuanto al generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) genera 200 Tn/h de vapor con fuego adicional en el HRSG y 140 Tn/h de vapor sin fuego adicional. Este proyecto está conectado al SADI a través de la barra de 33 kV de la estación SE 193 ubicada dentro la Refinería La Plata.

Para este proyecto YPF LUZ firmó un acuerdo de suministro de equipos con. A su vez, se firmó un Contrato EPC con AESA, la cual se encargó de ejecutar la obra civil y el montaje de los equipos suministrado por GE.

YPF LUZ ha firmado un contrato de PPA con CAMMESA por el término de 15 años luego de resultar adjudicados en el proceso licitatorio mencionado. En el mismo, YPF LUZ 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 de vigencia del contrato contando 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 fijo 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

Previo a la adquisición descrita en “*Hechos Posteriores*”- “*Adquisición de Inversora Dock Sud S.A. - Central Dock Sud S.A.*” del presente Prospecto 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 928,5 MW, (cuyo incremento de capacidad se encuentra en proceso de habilitación técnica) 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.

Con fecha 13 de abril de 2023, por intermedio de su controlada Y-Luz Inversora S.A.U. (en adelante “Y-Luz Inversora”), perfeccionó la compra a Enel Américas S.A. (“Enel Américas”) de su tenencia accionaria en IDS representativa del 57,14% de su capital social y votos. Mediante un acuerdo celebrado con Pan American Sur S.A. y sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones, se acordó transferirle el 29,8382% del capital social de IDS. De esta manera, una vez culminada la ejecución de dicho contrato, la Sociedad tendrá una participación de 70,1618% en IDS, sociedad titular del 71,7752% del capital social de Central Dock Sud S.A.

Para más información véase “*Hechos Posteriores*”- “*Adquisición de Inversora Dock Sud S.A. - Central Dock Sud S.A.*” del presente Prospecto.

Central Dock Sud Ciclo Combinado

Central Dock Sud es una planta generadora de electricidad de 928,5,5MW, (cuya habilitación técnica se encuentra en proceso), 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 plena en junio de 2001.

La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMMESA bajo Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 826/2022). 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. El día 5 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N.º 59/2023, la cual tiene como objetivo celebrar contratos de abastecimiento con CAMMESA para todos aquellos generadores categorizados como Ciclos Combinados actualmente bajo el esquema de remuneración de la Resolución 826/2022. Estos contratos tienen como objetivo promover inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y de esta manera mejorar la disponibilidad del MEM.

Central Dock Sud Ciclo Abierto

Central Dock Sud también cuenta con 72MW a través de dos turbinas de gas GE Frame 6B (GT) que funcionan en ciclo abierto. El combustible utilizado es gas natural o gasoil. El combustible es suministrado por CAMMESA y Metrogas S.A. lo transporta a la planta. La conexión eléctrica con en SADI se realiza a través de un acuerdo de interconexión con EDESUR. La planta comenzó su operación comercial en julio de 1989.

La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMMESA bajo el Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 826/2022).

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 (FONINVEMEM). Actualmente, la participación es del 6,4% en la Central Vuelta de Obligado (846,56 MW), con contrato FONINVEMEM, 0,471% en la Central Manuel Belgrano (865,14 MW), que, desde enero 2020 es remunerado bajo el 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 ejecutadas por YPF incluyeron 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 regional Chubut.

Específicamente la Central Térmica Manantiales Behr está conformada por 5 motogeneradores del fabricante Wärtsilä modelo W20V31SG, de 11,76 MW de Potencia Nominal, siendo la eficiencia mínima garantizada es de 8.182 kJ/kWh. Las emisiones garantizadas por el fabricante son las siguientes:

- a- Ruido a 100m de distancia de los límites de la planta 70 dB(A); y
- b- Emisiones gaseosas que serán medidas de acuerdo a lo indicado por la Resolución ENRE 121/2018:
 - CO₂ 100% de carga máx. 428 g/Kwh;
 - Nox 100% carga máx.185 mg/Nm³;
 - CO 100% de carga máx. 200 mg/Nm³

Con fecha 28 de diciembre del 2018, la Sociedad celebró los siguientes contratos para la provisión de equipos y construcción del proyecto: Equipment and Supply Agreement con 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”).

En el marco del Contrato de Obra Motores MB y el Contrato de Provisión Motores MB, a partir de marzo 2020 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 99MW de potencia nominal integrado al SADI, como así también la infraestructura necesaria para la operación y mantenimiento del mismo. La instalación se realizó en 2 etapas de 49,5MW cada una.

Para alcanzar la potencia de 99MW, se instalaron 30 aerogeneradores VESTAS modelo V-112 de 3.3MW, Clase IEC IB, con una altura de buje de 84 metros y un área de barrido de 112 metros. Los aerogeneradores están distribuidos en una superficie de 20 km², los cuales ocupan una superficie total de 6.000 m² (200 m² cada aerogenerador).

Cada aerogenerador genera energía eléctrica en baja tensión y mediante un transformador en cada equipo se eleva a la tensión de distribución del parque de 35 kV. El parque eólico cuenta con líneas aéreas de distribución interna en 35 kV para interconectar los aerogeneradores, distribuidos en 6 líneas troncales, que conectan los equipos con las celdas de media tensión de entrada a la subestación transformadora.

La subestación transformadora (SE Manantiales Behr) vincula el parque de generación al SADI, mediante una línea aérea de alta tensión de 132 kV, de 21 Km y otra nueva subestación (SE Escalante) para el punto de interconexión a la línea de la transportista. Existe vinculación por fibra óptica desde cada aerogenerador hasta la sala de control en la SE Manantiales Behr.

Se realizó la interconexión al SADI, por medio de la apertura de la línea de 132 kV (Diadema – Pampa del Castillo), a través de la nueva SE Escalante.

La primera etapa de 49,5MW, integrada por 15 aerogeneradores tuvo COD en el 3er trimestre de 2018. Esta etapa, provee el 8% de la demanda que YPF requiere para dar cumplimiento a la Ley 27.191 de fomento de Energías Renovables. Para ello YPF LUZ ha firmado un PPA por un plazo de 15 años con YPF, y con un precio denominado en dólares estadounidenses. La segunda etapa de 49,5MW fue concluida en el mes de diciembre de 2018. Por la generación de esta segunda etapa del proyecto se ha celebrado un PPA con YPF por 7 años como así también distintos PPA con empresas privadas (Roca, Coca Cola Femsa, Toyota, Profertil, Nestlé y Eco de los Andes entre otras) con plazos de hasta 21 años.

Una de las principales ventajas competitivas de este parque son las condiciones naturales del viento en la zona. De acuerdo a las mediciones realizadas por la Compañía, la velocidad promedio del viento en el área de la etapa I promedió los 11,9 m/s y en el caso del área de la etapa II los 11,7 m/s, lo que las ubica en una de las mejores áreas a nivel mundial. A su vez el parque muestra un factor de capacidad de diseño de 58%, que equivale a decir que en un año el parque eólico está generando 58% del tiempo a plena carga, y el resto del año parado. Sin embargo, el factor de carga registrado para el año 2019 fue de 60,7% promedio, para el año 2020 fue de 59,2%, para el año 2021 58,7%, y para el año 2022 59,2% lo que confirma 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 de, 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 132KV, mediante una apertura de la línea Olavarría-Tandil de 132KV, que atraviesa el predio del parque y a una distancia de 52 km aproximadamente de la ciudad de Olavarría, en una nueva Subestación construida a tal fin (SE Los Teros).

Este parque alcanza la habilitación comercial parcial desde el 17 de septiembre de 2020 y la completó el 2 de octubre del mismo año. Este parque eólico posee prioridad de despacho por 123 MW de su capacidad instalada para abastecer el MATER.

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 disponible, 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.

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 instalada de 52 MW. 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 13km de distancia. 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 52MW 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.

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, siendo un proyecto desarrollado para la instalación de un parque eólico de 122MW de potencia nominal conectado 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”).

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 desembolsó, 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.

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 terna, 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.

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 si 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.

Con fecha 15 de junio de 2022, la Sociedad, el CAF y TRANSPA (en su carácter de supervisor de la Obra) celebraron el acta de habilitación comercial de la Obra, dándose por concluido de forma satisfactoria los ensayos y pruebas mínimas de funcionamiento para la energización de la Línea en 132kV Santa Cruz Norte Caleta-Olivia, y acordándose como nueva fecha de fin de obra agosto de 2021 y como fecha de habilitación comercial el 26 de noviembre de 2021. En virtud de dicho reconocimiento de mayores costos y del acuerdo alcanzado respecto del nuevo cronograma de obra, la Sociedad desistió de sus reclamos por mayores costos y prórroga de plazos de obra, que fueran presentados con anterioridad a la fecha de la firma del acta de habilitación comercial.

Conforme se acordó en el acta de habilitación comercial, la Sociedad presentó una solicitud de redeterminación de precios en base al nuevo cronograma de obra. En consecuencia, con fecha 26 de noviembre de 2022, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N°789/2022, mediante la cual aprobó la redeterminación de precios final del contrato, estableciéndose que el monto total de aquel asciende a la suma de AR\$ 576.921.544,97. En virtud de lo antedicho, con fecha 26 de diciembre de 2022, el CAF pagó el remante del precio, siendo aquel AR\$ 366.704.321,64 y, por lo tanto, se dieron por saldados todos los créditos pendientes de pago por ese comitente.

Generación de Energías Renovables en Construcción

YPF LUZ tiene como objetivo convertirse en un productor relevante de energía renovable 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 dos proyectos en ejecución y ciertos proyectos bajo análisis a fin de incrementar su capacidad de generación, e incrementando de esta forma su participación en el mercado de energías renovables. A la fecha de este Prospecto, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

Parque Solar Zonda

	<u>Zonda</u>
Ubicación	Provincia de San Juan
COD	1er semestre de 2023
Offtaker	MATER
Capacidad instalada.....	100 MW
Factor de capacidad esperado	36.1%

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. para la provisión de módulos solares fotovoltaicos.
- Contrato celebrado con Nextracker Inc. para la provisión de seguidores solares.

- Contrato celebrado con Huawei International Co. Limited para la provisión de inversores y STS.
- Contrato celebrado con Distrocuyo S.A. para la ejecución de obra de construcción ET Solar Zonda, LAT y conexión ET Bauchaceta.
- Contrato celebrado con 360 Energy Solar S.A. 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.

Parque Eólico General Levalle

	<u>Levalle</u>
Ubicación	Provincia de Córdoba
COD	4to trimestre de 2024
Offtaker	MATER
Capacidad instalada.....	155 MW
Factor de capacidad.....	51.6%

En febrero de 2023 la Compañía comenzó la construcción del Parque Eólico General Levalle, ubicado en el municipio de General Levalle, provincia de Córdoba. Para alcanzar la potencia de 155MW, se instalarán 25 aerogeneradores VESTAS modelo V162-6.2MW HH125 de 155MW que permitirán generar energía para abastecer a Privados.

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 Vestas Mediterranean A/S para la provisión de equipos y materiales accesorios.
- Contrato celebrado con Vestas Argentina S.A. para el montaje, comisionado y puesta en marcha de los aerogeneradores y servicios adicionales.
- Contrato de integración con Vestas Mediterranean A/S y Vestas Argentina S.A. para la vinculación de los contratos anteriores.
- Contrato de servicios de mantenimiento con Vestas Argentina S.A. para el mantenimiento del Parque Eólico por un periodo de 25 años.
- Contrato con Distrocuyo S.A. y José J. Chediack S.A.I.C.A. para la ejecución de obra civil y electromecánica del Parque Eólico y construcción de subestación transformadora y línea de alta tensión.

Se espera que el proyecto se encuentre despachando energía en el 4to trimestre de 2024.

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 2022, la Compañía comercializó aproximadamente 9.720 GWh de energía eléctrica como Energía No Contractualizada, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Compañía había comercializado aproximadamente 9.989 GWh.

En el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2016, la remuneración pagada por CAMMESA bajo ese Régimen se basaba en un sistema de costos fijos y variables determinados por la SE, conforme las disposiciones de la Resolución SE N° 95/13 y sus modificatorias. Dicha remuneración expresada en pesos se ajustaba anualmente a través de la publicación de una nueva resolución. Las ventas efectuadas en el marco del Régimen de Energía No Contractualizada representaron el 25% de los ingresos de la Compañía correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019 y el 46% de los ingresos de la Compañía correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018. A partir del 2 de febrero de 2017, el régimen de Energía No Contractualizada fue reglamentado por la Resolución SEE N° 19/17 que reemplazó la Resolución N° 95/13.

Dicha resolución fijó un esquema de remuneración para los generadores existentes estableciendo incentivos para aumentar la potencia y la energía no comprometidos en los contratos Energía Plus. Los precios de la Energía No Contractualizada se establecían en Dólares Estadounidenses y eran pagaderos en Pesos utilizando el tipo de cambio publicado por el BCRA "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación 'A' 3500 (Mayorista)", correspondiente al día anterior a la fecha de pago.

Para la generación térmica, los incentivos consistían en regímenes de remuneración especiales aplicables a las generadoras que debían informar a CAMMESA sobre su disponibilidad de energía y cumplir los compromisos que garantizan dicha disponibilidad a cambio de la remuneración fijada en la Resolución SEE N° 19/2017. Además, se establecían incentivos para promover la eficiencia en la operación de plantas de energía térmica.

El 28 febrero de 2019 a través de la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que entró en vigencia el 1° de marzo de 2019, entre otras cuestiones, se (i) derogó el esquema de remuneración para los generadores establecido por la Resolución 19/17; (ii) estableció un nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia el cual fija los periodos de requerimiento de la disponibilidad y las condiciones de dicha disponibilidad; y (iii) fijó un nuevo esquema de remuneración de la generación habilitada térmica, los cuales fueron a la baja y fueron de aplicación transitoria hasta tanto se estableció la regulación final del mercado.

El 26 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 a través de la cual se modifica (a partir de la transacción de febrero 2020) la remuneración de las unidades de generación no comprometidas bajo contratos.

Los principales cambios respecto de la remuneración anterior (Resolución SGE N° 1/2019) fueron:

Se pesificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución N° 19) y se establece un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC (60%) y el del IPIM (40%). Esta última se aplicó a partir de la transacción correspondiente al segundo mes desde la vigencia de la resolución, y a través de la Nota NO2020-19204126-APN-DGDOMEN#MHA de la Secretaría de Energía se suspendió temporalmente la aplicación de este mecanismo de ajuste.

Se ajustó la remuneración de las centrales térmicas en aproximadamente:

- Potencia base = -47%. Solo aplica a las unidades de muy mala disponibilidad que garantizan disponibilidad de potencia.
- Potencia DIGO = -17% (en meses de invierno y verano) y -21% (el resto del año).

Se mantiene la afectación de la remuneración de la potencia en función del factor de uso (FU), incrementando levemente el impacto negativo en aquellas centrales con FU menor a 70%:

- Si $FU > 70\% = 100\%$.
- Si $30\% < FU < 70\% =$ ajuste lineal entre 100% y 60%.
- Si $FU < 30\% = 60\%$ (antes 70%).

Se estableció una nueva remuneración para la generación térmica en horas de alto requerimiento térmico, generado un incentivo a generar en dichas horas:

- Invierno y verano = 1.800 AR\$/MWh (29 USD/MWh) las 25 horas de mayor demanda y 900 AR\$/MWh (14 USD/MWh) para las siguientes 25 horas.
- Resto del año = 300 AR\$/MWh (5 USD/MWh) las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada para centrales térmicas. Sin embargo, cuando una unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo (por razones operativas no atribuibles a requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad) se reconocerá energía generada y operada igual al 60% de la potencia neta instalada.

Se incluyó una remuneración diferencial mayor para centrales con potencia instalada < 42 MW en su conjunto y que se demuestre que son necesarias para el normal abastecimiento de un área.

Se ajustó la remuneración por disponibilidad de potencia para las centrales hidroeléctricas en -47%, salvo para las centrales de bombeo.

Se establece una nueva remuneración para las centrales hidroeléctricas -similar al de las centrales térmicas- por la energía operada en horas de alto requerimiento:

- Invierno y verano = entre 1.680 AR\$/MWh y 1.320 AR\$/MWh las 25 horas de mayor demanda; y, entre 840 AR\$/MWh y 660 AR\$/MWh para las siguientes 25 horas.
- Resto del año = entre 280 AR\$/MWh y 220 AR\$/MWh las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada de las hidroeléctricas, la de las centrales de ERNC y la de las centrales hidroeléctricas binacionales.

Sin embargo, mediante la Nota SE NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación de dicho factor de actualización. Posteriormente, mediante la Res. N° 440/2021, la Secretaría de Energía terminó derogando por completo dicho ajuste previsto en la Res. N° 31/2020, 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.

El día 12 de diciembre de 2022, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 826/2022, mediante la cual se actualiza la remuneración de la Resolución N° 238/2022. Las principales diferencias con la Resolución N° 238/2022 son las siguientes:

- Se actualizan todos los conceptos remunerativos un 20% a partir de septiembre 2022, 10% adicional a partir de diciembre 2022, 25% adicional a partir de febrero 2023 y 28% adicional a partir de agosto 2023.
- Se deja sin afectación la remuneración por horas de máximo rendimiento térmico de potencia (HMRT). Se añade un nuevo concepto de remuneración llamado ‘remuneración por generación en horas de punta’, donde se remuneran a mayor precio las 5 horas de pico de cada día (18hs a 23hs).
- Se actualiza la formula con la que se remunera la potencia DIGO. No se compara contra la disponibilidad real de potencia (DRP), sino que la nueva fórmula se simplifica como la multiplicación directa de la disponibilidad real, el factor Kfm y el precio de la potencia DIGO.
- Se elimina la diferenciación de precio de potencia térmica para las máquinas térmicas menores a 42MW. Todas las máquinas que declaren DIGO se remuneran al mismo precio DIGO y las que no, a precio Base de Potencia.
- Se instruye a CAMMESA a realizar controles de disponibilidad de potencia para verificar la efectiva operatividad de las máquinas en caso de ser convocadas al despacho. En caso de que una máquina no haya sido convocada para el despacho de carga, CAMMESA deberá realizar pruebas de puesta en servicio y operación luego de transcurridas las 4.380 hs sin operación.

La medida entró en vigencia y se aplicó retroactivamente a partir de las transacciones económicas de septiembre 2022.

El día 5 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N.° 59/2023, la cual tiene como objetivo celebrar contratos de abastecimiento con CAMMESA para todos aquellos generadores categorizados como ‘ciclos combinados’ actualmente bajo el esquema de remuneración de la Resolución 826/2022. Estos contratos tienen como objetivo promover inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y de esta manera mejorar la disponibilidad del MEM. Todos aquellos ciclos combinados que suscriban estos contratos deberán comprometer una disponibilidad del 85% de la potencia instalada total. El esquema de remuneración del contrato está compuesto por:

- Pago por potencia comprometida: Se aplicará una reducción del 35% en el precio de potencia DIGO de la Resolución 826/2022 los meses de verano e invierno y una reducción del 15% los meses de resto. Adicional a esta remuneración, se remunerará un adicional de 2000 USD/MW-mes atado a la disponibilidad de la central. Si la disponibilidad mensual de la central supera el 85%, el precio será de 2000 USD/MW-mes, si es menor a 50% será de 600 USD/MW-mes y las disponibilidades intermedias serán linealmente proporcionales.
- Pago por energía generada: Se fija un precio de remuneración para la energía generada de 3.5 USD/MWh para la energía generada con gas natural, 6.1 USD/MWh para la energía con Gas Oil o Fuel Oil y 8.7 USD/MWh para Biocombustibles.

Los conceptos de Energía Operada y Remuneración de Horas de Punta se continuarán remunerando, bajo el mismo esquema de la Resolución 826/2022 o cualquiera que la sucediera.

Para más información, véase el capítulo “La Industria eléctrica Argentina”.

Contratos de venta a largo plazo de la Emisora

A continuación, se incluyen breves descripciones de los contratos de venta a largo plazo relacionados con nuestras centrales eléctricas, tanto de fuente térmica como renovables, resaltando las características principales de cada uno de ellos. Los cuadros y las descripciones de la siguiente sección no deben considerarse como una descripción completa de los términos y condiciones de dichos contratos. No se detallan en el presente listado, los compromisos de entrega de energía de la Compañía a través del Régimen de Energía No Contractualizada, es decir, se excluyen aquí, la potencia y energía puesta a disposición por los siguientes activos:

- Complejo Tucumán;
- Central Dock Sud; y
- Central de Cogeneración La Plata I (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	20.425 US\$/MW- mes	11,35 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	28,493 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	21.983 US\$/MW- mes	9.0US\$/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	20 de febrero de 2023
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	8,77 US\$/MWh	Gas natural provisto por YPF ⁽²⁾	20	23 de enero de 2021	27 de marzo 2041

- (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 2022
 (4) Corresponde al precio pagado de la central por estar operativa/en stand - by.

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 la capacidad contratada en virtud de cada PPA (la “Capacidad Contratada”). A fin de recibir la totalidad del Pago por Capacidad Fija, la 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 generada y suministrada cuando CAMMESA lo solicita. El Pago Variable está diseñado para cubrir los costos de operación y mantenimiento (excluido el consumo de combustible) incurridas 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 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 esporádicamente. Analizando los PPA, el Reglamento y las consultas informales realizadas a CAMMESA, el entendimiento general es que los pagos serán efectuados por CAMMESA dentro de los 39 días (más dos días hábiles requeridos para realizar las transferencias bancarias necesarias) a partir de las “liquidaciones de venta” y los montos serán ajustados (aumentados o disminuidos) en Pesos argentinos sobre la base de referencia del tipo de cambio de Dólar Estadounidense aplicable al Día Hábil en que dicho pago fue efectuado. Sin embargo, el hecho de que las condiciones de pago no estén directamente establecidas en los PPA, pero que están contenidas en (y están sujetas a) los Reglamentos (que están sujetos a modificaciones) implica un riesgo de cambio de ley con respecto a las condiciones de pago de los PPA.

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

adeudados, la Sección 3.14 de la Resolución N° 21 estipula que los PPA en vigencia celebrados por CAMMESA tendrán una prioridad de pago equivalente a los PPA vigentes con el BICE como fiduciario.

El PPA de El Bracho TV y LPC II

En virtud del PPA Loma Campana II, el Pago por Capacidad Fija (US\$ por MW-mes) y el Pago Variable (US\$/MWh) se determinan en términos anuales de operación según lo establecido en el PPA.

En virtud del PPA El Bracho TG, el Pago de Capacidad Fija (US\$ por MW-mes) y el Pago Variable (US\$/MWh) se determinan en términos anuales de operación según lo establecido en el PPA. En estos PPA, el combustible necesario para operar nuestras centrales es gas natural y será suministrado por CAMMESA. La imposibilidad de nuestras centrales atadas a estos PPA de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada en razón de la imposibilidad de CAMMESA de suministrar los combustibles no significará una reducción en el cálculo de la disponibilidad de capacidad mensual o la aplicación de Cargos por Indisponibilidad.

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

- De conformidad con el PPA Loma Campana II, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2072 kcal/kWh en invierno y 2093 kcal/kWh en verano con gas natural operando como único combustible.
- De conformidad con el PPA El Bracho TG, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2248 kcal/kWh en el caso de gas natural.

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

El plazo de vigencia de cada uno de los PPA comenzará en la fecha comprometida en los respectivos PPA (la “Fecha Comprometida”) para la Fecha de Operación Comercial, respectiva para cada una de las centrales y dicho plazo de vigencia vencerá 10 años después de la Fecha Comprometida. El plazo del PPA Loma Campana II comenzó en su Fecha Comprometida, es decir, el 30 de noviembre de 2017. El plazo del PPA El Bracho TG comenzó en cuatro días antes de su Fecha Comprometida (prevista para el 31 de enero de 2018), es decir, el 27 de enero de 2018 y vencerá el 26 de enero de 2028.

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. Éste nuevo acuerdo llevó a iniciar un proceso de optimización de estructura para ajuste de costos y búsquedas de sinergia, implementando de este modo la operación remota de la planta desde las instalaciones de Loma Campana I y II desde el 1° de enero de 2021. Posteriormente, en Julio de 2021, la potencia contratada se incrementó a 8 MW hasta la fecha de vigencia del 20 de febrero de 2023.

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 99 MW 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 PPA 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 PPA tienen un plazo de vigencia promedio de 10,47 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 PPA 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 fazón	15	30 de diciembre de 2020	30 de diciembre de 2035

(1) Dicho precio se ajusta mediante a una fórmula de actualización.

Con efectos desde el 5 de enero de 2018, la Emisora comenzó a suministrar vapor a YPF desde su central LPC I, con base un contrato de venta de vapor con un plazo de duración de 15 años (el “Contrato de Venta de Vapor LPC I”). A través del Contrato de Venta de Vapor LPC I, la Emisora se comprometió a entregar un volumen de entre 190 tn/h a 210 tn/h, con un *take or pay* de parte de YPF de 190 tn/h, y suministrando YPF el combustible necesario, según el caso, para la generación de energía eléctrica y consecuente vapor. El precio del vapor se acordó en 6,77 US\$/tn y el Contrato de Venta de Vapor LPC I tiene una limitación de responsabilidad para ambas partes de 31,5 MM US\$.

Con efectos desde el 30 de diciembre de 2020, la Emisora comenzó a suministrar vapor a YPF desde su central LPC II, con base un contrato de venta de vapor con un plazo de duración de 15 años (el “Contrato de Venta de Vapor LPC II”). A través del Contrato de Venta de Vapor LPC II, la Emisora se comprometió a entregar un volumen de entre 190 tn/h a 200 tn/h, con un *take or pay* de parte de YPF de 200 tn/h, y suministrando YPF el combustible necesario, según el caso, para la generación de energía eléctrica y consecuente vapor. El precio del vapor se acordó en 11,09 US\$/tn.

Competencia

La demanda de energía y potencia en Argentina es satisfecha por varias empresas generadoras, tanto públicas como privadas. Debido a la pequeña brecha entre la oferta y la demanda de energía en Argentina (lo cual ha resultado en cortes de suministro eléctrico voluntarios y forzados en épocas de picos de consumo estacionales), no ha existido presión competitiva significativa en el sector de electricidad de Argentina entre 2002-2015. La incorporación de nueva capacidad instalada a través de diversas licitaciones (tanto térmicas como renovables) y el crecimiento de la demanda moderada ha incorporado nuevos participantes en el sector energético argentino.

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., 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 los grupos MSU y Araucaria, que fueron parte de la fuerte competencia y fueron adjudicatarios de PPA.

A fin de cumplir los objetivos de incorporación de energías renovables en la matriz energética que estableció la Ley de Energías Renovables, el ex MEyM lanzó el Programar Renovar, de cual hasta la fecha de emisión se realizaron dos rondas licitatorias para la adjudicación de contratos de compra de energía renovable con CAMMESA por un plazo de 20 años con precio denominado en dólares estadounidenses.

En la Ronda 1/1.5 realizada en 2016, se recibieron ofertas de tecnología eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos por un total de 6.346MW, adjudicándose 2.423MW.

En la Ronda 2 realizada en 2017 se recibieron ofertas por un total de 9.401MW, adjudicándose 2.043MW.

Para las licitaciones de energías renovables, se observó aún una mayor competencia y particularmente el ingreso de numerosos nuevos actores tanto nacionales como internacionales que manifestaron su interés participando de las compulsas.

Como resultado de estas adjudicaciones, se introdujeron nuevos competidores en el mercado de renovables como ser Latinoamericana de Energía, 360 Energy, PCR, Envisión y Genneia.

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.

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.ypfluz.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

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 compañía líder en el abastecimiento de soluciones energéticas integrales y sustentables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial. Durante el año 2022 la Compañía ha definido su propósito que es impulsar desde Argentina la evolución de la energía para el bienestar de las personas.

A pesar de que la Compañía tiene 9 años de antigüedad en el sector de generación de energía eléctrica, ha generado una cultura basada en valores como son la sostenibilidad, el equipo, el compromiso, la pasión y la 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 2023-2027 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;
- Liderazgo en generación con foco en las energías renovables;
- Garantizar soluciones energéticas integrales, sustentables y competitivas a nuestros clientes
- Operaciones y procesos eficientes, íntegros y seguros, bajo estándares de excelencia mundial;
- Relaciones colaborativas con todos nuestros *stakeholders*;
- Excelencia en ESG en nuestras operaciones;
- Desarrollar y fortalecer a nuestra gente como elemento diferenciador; y
- Transformación cultural hacia modelos organizaciones más ágiles y dinámicos

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 redefinió los valores de la Sociedad;

Sostenibilidad	Cuidamos el futuro	<i>Evolucionamos la energía para el bienestar de las generaciones actuales y futuras.</i>
Equipo	Juntos somos mejores	<i>Nos comunicamos con franqueza y apertura. Nos potenciamos desde la diversidad.</i>
Compromiso	Logramos resultados	<i>Nos enfocamos en alcanzar resultados desafiantes que generan impacto. Nos hacemos cargo de nuestras acciones.</i>
Pasión	Contagiamos buena energía	<i>Elegimos estar acá porque lo que hacemos importa. Ponemos toda nuestra energía y siempre vamos por más.</i>
Integridad	Somos lo que hacemos	<i>Somos honestos, transparentes e íntegros en lo que decimos y en lo que hacemos. Priorizamos lo correcto sobre lo conveniente.</i>

La Compañía tiene 9 años de antigüedad en el sector de generación de energía eléctrica, y gracias a sus habilidades de adaptabilidad y flexibilidad ha logrado ser uno de los actores más importantes del mercado eléctrico argentino. Está fuertemente comprometida

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

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

Financiera:

- Optimizar la rentabilidad de los activos existentes;
- 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 y sustentables, con alto valor generado a nuestros clientes, que permitan el desarrollo y aseguren la sostenibilidad de la compañía;
- Ser un proveedor confiable y eficiente en el abastecimiento de soluciones energéticas ; y
- Ser referente del mercado de energía argentino y vector de la transición energética.

Procesos internos:

- Asegurar la excelencia operativa con altos estándares, y mejora continua de procesos;
- Gestionar efectivamente la relación con todas las partes interesadas;
- Garantizar el desarrollo eficiente de soluciones energéticas a nuestros a nuestros clientes; y
- Alcanzar la excelencia en la sustentabilidad social, ambiental y gobierno corporativo.

Nuestra gente:

- Igualdad de oportunidades, respeto por la diversidad;
- Gestión del talento y del conocimiento a los efectos de mantener un alto nivel de conocimiento técnico y profesionalismo;
- Fortalecer el empoderamiento y la rendición de cuentas; y
- Sentirse orgulloso de pertenecer.

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 noviembre de 2024 (Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán).
- ISO 50001/2018: Certificado N° 01 407 1829923 válido hasta el 23 de enero de 2025 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 2025.
- ISO 50001/2018: Certificado N° 01 407 1929900 válido hasta el 15 de diciembre de 2025 (sólo para LPC I).

Parque Eólico Los Teros:

- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 2029964 válido hasta el 30 de enero de 2024.

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 14001/2015: Certificado N° AR-0238311 válido hasta el 13 de marzo de 2024.
- ISO 50001/2018: Certificado N° IND 22.15006 EN/U válido hasta el 23 de enero de 2022. Se encuentra programada la próxima auditoria anual.

Parque Eólico Manantiales Behr; Central Térmica Manantiales Behr y Parque Eólico Cañadón León:

- ISO 14001: certificado 14000-1093 valido hasta el 2 de septiembre de 2024
- ISO 14001: certificado 14000-1093/II valido hasta el 2 de septiembre de 2024.
- En enero de 2023 se certificó a los tres sitios como Regional Sur, a la espera de la entrega de certificados por el ente certificador.

Seguridad y Salud

La gestión de la seguridad, higiene y salud ocupacional tiene como fin preservar la integridad de las personas, de los bienes propios y de terceros, asumiendo que:

- todos los accidentes y enfermedades del trabajo pueden ser evitados;
- el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y salud ocupacional establecidas es responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en las plantas; y
- la toma de conciencia de los individuos contribuye a lograr el bienestar en el trabajo y un mejor desarrollo personal y colectivo de quienes forman parte de la comunidad laboral.

El compromiso con las políticas de “Mejora Continua” compromete a la Compañía a revisar la adecuación de la presente política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

Complejo Tucumán:

- ISO 45001/2018: Certificado N° 01 113 2029907 valido hasta 1 de junio de 2024

La Plata Cogeneración I y II:

- ISO 45001/2018: Certificado N° 01 113 1929842 válido hasta el 7 de septiembre de 2025.

Parque Eólico Los Teros:

- ISO 45001/2015: Certificado N° 01 113 2029964 valido hasta el 30 de enero de 2024.

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 45001/2018: Certificado N° 0237860 valido hasta 25 de marzo de 2023.

Parque Eólico Manantiales Behr; Central Térmica Manantiales Behr y Parque Eólico Cañadón León:

- ISO 45001/2018: Certificado N° 45000-64 válido hasta el 2 de septiembre de 2024.

En enero de 2023 se certificó a los tres sitios como Regional Sur, a la espera de la entrega de certificados por el ente certificador.

Calidad

La gestión de la calidad tiene como objetivo 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 2025.

Parque Eólico Los Teros ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 2029964 válido hasta el 29 de enero de 2024.

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 9001/2015: Certificado N° AR-0239349 válido hasta el 21 de enero de 2025.
- ISO 55001/2014: Certificado N° 55000-003 válido hasta el 26 de junio de 2023.

Parque Eólico Manantiales Behr; Central Térmica Manantiales Behr y Parque Eólico Cañadón León:

- ISO 9001/2015: Certificado N° 9000-9768 válido hasta el 2 de septiembre de 2024.

En enero de 2023 se certificó a los tres sitios como Regional Sur, a la espera de la entrega de certificados por el 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.

YPF Luz fue reconocida en el Premio Nacional a la Calidad 2022 de la Cámara Británica Argentina.

YPF Luz fue reconocida con una mención especial por la gestión de las personas en la categoría de grandes empresas de servicios.

Este reconocimiento incluye los siguientes destacados:

- **Organización de las personas y el trabajo:** Reclutamiento de personas; Inclusión de personas con discapacidad programa “Inclúyeme”; Talent Review; Evaluación de desempeño; sistema de remuneraciones y beneficios; seguridad y salud de las personas en sus puestos de trabajo.
- **Aprendizaje y desarrollo:** PAF-PDI-PAD, formaciones de seguridad y salud, talleres in company de diversidad e inclusión, auditores internos, etc.
- **Satisfacción, bienestar, lealtad y compromiso de las personas:** Gestión de la seguridad y salud ocupacional; Beneficios; Gestión de la comunicación interna.

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:

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 está 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

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 y sus modificatorias (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 aquella 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 (aunque ciertos aspectos de la ley fueron prorrogados sucesivamente). 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:

- (i) intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año (la intervención fue dispuesta mediante Decreto N° 277/2020 y prorrogada sucesivamente por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022, por lo que continúa vigente a la fecha).
- (ii) 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 180 días corridos por el Decreto 543/2020, y luego, a través del Decreto 1020/2020, prorrogado por 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.

Mediante el Decreto 1020/20, publicado en el B.O. el 17 de diciembre de 2020, 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; y estableció que el plazo de la renegociación no podrá exceder los dos (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la 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. 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. Mediante el Decreto 815/2022, el plazo inicial de dos (2) años fue prorrogado por un (1) año a partir de su vencimiento.

El 21 de octubre de 2022 fue publicada la Resolución N° 539/2022 del ENRE, que convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica tendientes a obtener una adecuación transitoria de tarifas, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia se celebró el 30 de noviembre de 2022. El informe final de la audiencia fue aprobado mediante Resolución del ENRE N° 682/2022, publicada el 27 de diciembre de 2022.

El 11 de noviembre de 2022 fue publicada la Resolución N° 576/2022 del ENRE, que convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica tendientes a obtener una adecuación transitoria en la tarifa, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral, con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia fue celebrada el 23 de enero de 2023. El informe final de la audiencia fue aprobado mediante la Resolución N° 154/2023 del ENRE, publicada el 1 de febrero de 2023.

Por otro lado, cabe mencionar que el 16 de junio de 2022, con la publicación del Decreto N°332/2022 se estableció a partir del mes de junio de 2022, un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, con el objeto de lograr valores de la energía razonables y susceptibles de ser aplicados con criterios determinados por la autoridad de aplicación (la Secretaría de Energía).

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).

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. Tras la renuncia de la Dra. Manin el 29 de agosto de 2022, asumió Walter Domingo Martello el 30 de agosto de 2022, 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 apuntan a objetivos concretos y establecidos calificando de oportuna y conveniente la prórroga de la intervención.

Luego, a través del Decreto N° 815/2022, el Poder Ejecutivo prorrogó la intervención del ENRE a partir del 1 de enero de 2023 por un plazo adicional de un año o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios resultantes de los Acuerdos Definitivos de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), lo que ocurra primero.

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, conforme lo previsto en el Decreto N° 50/2019 (y sus modificatorias), la Secretaría de Energía es 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.
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética
- Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.
- Entender en la segmentación de los subsidios de las tarifas de los servicios públicos del área energética y en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía

- Entender en el diseño y ejecución y, asistir en la elaboración de la política de reembolsos y reintegros a la exportación.
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía.
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007.
- Dirigir la representación en las empresas del sector energético, donde 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, el Decreto N° 50/2019 (y sus modificatorias) estableció, 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.

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. El excedente de energía que no se vende en el mercado a término, es vendida en el mercado spot.

Cabe tener en cuenta que por medio de la Resolución N° 95/2013 (la "Resolución N° 95"), se estableció la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término, con excepción de aquellos contratos celebrados bajo ciertos regímenes especiales, y aquellos contratos que tuvieren un régimen de remuneración diferencial. Desde entonces, los grandes usuarios del MEM deben adquirir su demanda de energía eléctrica directamente a CAMMESA (salvo que se trate de contratos celebrados bajo determinados regímenes exceptuados -e.g. el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables - MATER).

- 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). Este sistema, en la práctica, sufrió importantes modificaciones reglamentarias desde el año 2002.

Las compras realizadas en el mercado spot varían según el carácter del comprador: los grandes usuarios, generadores y autogeneradores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la SE.

Finalmente, los valores de remuneración por la generación de energía eléctrica en este mercado son fijados por el Poder Ejecutivo Nacional (ver “Remuneración de la Generación de Electricidad”).

- 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 a los generadores.

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 descrito.

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 Nihuiles, Hidroeléctrica Pichi Picun Leufu, Central Térmica Loma de La Lata, Central Térmica Ensenada Barragán, Central Térmica Güemes, Central Térmica Ing. White, Central Térmica Piedra Buena, Central Térmica Piquirenda, Central Termoeléctrica Genelba, Central Termoeléctrica Parque Pilar, Central EcoEnergía); y (iv) AES Argentina Generación S.A. (Centrales Térmicas San Nicolás, Paraná, Termoandes y Sarmiento, Hidroeléctricas Alicurá, Cabra Corral, Ullum y El Tunal). A ello hay que sumarle que una importante porción del sector de generación está en manos de empresas estatales y/o de control estatal (Yacyretá, Salto Grande, ENARSA (ex IEASA), 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 ENARSA (ex 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 (se excluye el Mercado a Término en virtud de la Resolución N° 95) de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como 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 de 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°). Asimismo, la Resolución N° 95/2013 dispuso la suspensión transitoria de la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término del MEM, salvo aquellos regímenes especiales exceptuados del régimen de la resolución; los contratos del Mercado a Término que se encontraban vigentes a la fecha de la resolución continuarían administrándose conforme a la regulación vigente hasta su finalización, no pudiendo ser renovados ni prorrogados. (art. 9°).

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 tanto su gestión comercial como el despacho de combustibles, quedaría centralizado. Así, los sistemas de remuneración establecidos en el MEM a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias ajenas al criterio subyacente en la Ley N° 24.065, consistente éste en asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

El abandono de criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MEM ha incrementado el costo de abastecer adecuadamente a la demanda, distorsionando las señales económicas y desalentando así la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica. En 2015 el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 134/2015 a través del cual declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al ex MEyM para que elabore un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia e implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

En 2016 la ex Secretaría de Energía Eléctrica (la “SEE”) dictó la Resolución N° 21/16 a través de la cual convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada. Allí se establecía que el agente cuya oferta sea aceptada suscribiría un contrato de venta de disponibilidad de potencia de generación eléctrica y energía asociada en el MEM, denominado “Contrato de Demanda Mayorista”, que sería inicialmente celebrado por CMMESA 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. CMMESA 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 CMMESA 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 CMMESA (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 la 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 CMMESA 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, CMMESA 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.

(iii) El actual régimen remuneratorio de los Agentes Generadores.

A través de la Resolución N° 1/2019, la entonces Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (B.O. 01/03/2019) (la “Resolución N° 1/2019”), implementó nuevos esquemas transitorios de remuneración para la Generación Habilitada Térmica, la Generación Habilitada Hidráulica y diseñó una nueva metodología de remuneración para las Centrales Hidráulicas Binacionales

Yacyretá y Salto Grande. La Resolución N° 1/2019 derogó el régimen establecido por la Resolución N° 19//2017 de la ex SEE y estableció que el nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia entraría en vigencia a partir del 1 de marzo de 2019.

Mediante la Resolución N° 1/19 se definió a los “Generadores Habilitados” (“GH”) como todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuándose la generación de las centrales hidroeléctricas binacionales, la generación nuclear y a los agentes, Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores con potencia comprometida por contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM.

También se definió el esquema de “Disponibilidad Garantizada Ofrecida” (“DIGO”) como la disponibilidad de potencia puesta a disposición por un Generador Habilitado Térmico (“GHT”) que se compromete por cada unidad de generación y para cada periodo de remuneración de DIGO. Esta disponibilidad se comprometerá considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. Según la Resolución N° 1/2019, no es posible comprometerse en el esquema DIGO la potencia y energía ya comprometida en un contrato suscrito 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 CMMESA.

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.

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, a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020. 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%) -que fue primero suspendido a partir del 8 de abril de 2020 por intermedio de la Nota NO2020-24910606-APN-SE#MDP y finalmente derogado por la Resolución SE N° 440/2021-.

A su vez, la Resolución N° 31/2020 fue luego modificada por la Resolución SE N° 440/2021, la Resolución SE N° 238/2022 y la Resolución SE N° 826/2022.

La Resolución N° 826/2022, publicada el 14 de diciembre de 2022, actualiza la remuneración de la Resolución N° 238/2022. Las principales diferencias con la Resolución N° 238/2022 son las siguientes:

- Se actualizan todos los conceptos remunerativos un 20% a partir de las transacciones de septiembre 2022, 32% a partir de las transacciones de diciembre 2022, 65% a partir de las transacciones comerciales de febrero 2023 y 111% a partir de agosto 2023. Unitariamente, los aumentos corresponderían a un +20% a partir de septiembre 2022, +10% a partir de diciembre 2022, +25% a partir de febrero 2023 y +28% a partir de agosto 2023.
- Se deja sin afectación la remuneración por horas de máximo rendimiento térmico de potencia (HMRT). Se añade un nuevo concepto de remuneración llamado ‘remuneración por generación en horas de punta’, donde se remuneran a mayor precio las 5 horas de pico de cada día (18hs a 23hs).
- Se actualiza la fórmula con la que se remunera la potencia DIGO. No se compara contra la disponibilidad real de potencia (DRP), sino que la nueva fórmula se simplifica como la multiplicación directa de la disponibilidad real, el factor kFm y el precio de la potencia DIGO.

$$REM\ DIGO\ [AR\$/mes] = DRP\ [MW] * kFm * PrecPotDIGO$$

- Se instruye a CMMESA a realizar controles de disponibilidad de potencia para verificar la efectiva operatividad de las máquinas en caso de ser convocadas al despacho. En caso de que una máquina no haya sido convocada para el despacho de carga, CMMESA deberá realizar pruebas de puesta en servicio y operación luego de transcurridas las 4.380 hs sin operación.

La presente medida entró en vigencia y se aplicó retroactivamente a partir de las transacciones económicas de septiembre 2022.

El día 5 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N.º 59/2023, la cual tiene como objetivo celebrar contratos de abastecimiento con CMMESA para todos aquellos generadores categorizados como ‘ciclos combinados’ actualmente bajo el esquema de remuneración de la Resolución 826/2022. Estos contratos tienen como objetivo promover inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y de esta manera mejorar la disponibilidad del MEM. Todos aquellos ciclos combinados que

suscriban estos contratos deberán comprometer una disponibilidad del 85% de la potencia instalada total. El esquema de remuneración del contrato está compuesto por:

- Pago por potencia comprometida: Se aplicará una reducción del 35% en el precio de potencia DIGO de la Resolución 826/2022 los meses de verano e invierno y una reducción del 15% los meses de resto. Adicional a esta remuneración, se remunerará un adicional de 2000 USD/MW-mes atado a la disponibilidad de la central. Si la disponibilidad mensual de la central supera el 85%, el precio será de 2000 USD/MW-mes, si es menor a 50% será de 600 USD/MW-mes y las disponibilidades intermedias serán linealmente proporcionales.
- Pago por energía generada: Se fija un precio de remuneración para la energía generada de 3.5 USD/MWh para la energía generada con gas natural, 6.1 USD/MWh para la energía con Gas Oil o Fuel Oil y 8.7 USD/MWh para Biocombustibles.

Los conceptos de Energía Operada y Remuneración de Horas de Punta se continuarán remunerando, bajo el mismo esquema de la Resolución 826/2022 o cualquiera que la sucediera.

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 punta. La remuneración de la disponibilidad de potencia está asociada a 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 5 horas de pico (18hs a 23hs) de cada día del mes.

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 noviembre 2022:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	222.804
CC chico P ≤ 150MW	248.370
TV grande P >100 MW	317.769
TV chica P ≤ 100MW	379.861
TG grande P >50 MW	259.329
TG chica P ≤ 50MW	336.031
Motores Combustión Interna > 42MW	379.861

A partir de diciembre 2022:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	245.084
CC chico P ≤ 150MW	273.207
TV grande P >100 MW	349.546
TV chica P ≤ 100MW	417.847
TG grande P >50 MW	285.262

TG chica $P \leq 50\text{MW}$	369.634
Motores Combustión Interna $> 42\text{MW}$	417.847

A partir de febrero 2023:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande $P > 150\text{MW}$	306.355
CC chico $P \leq 150\text{MW}$	341.509
TV grande $P > 100\text{MW}$	436.932
TV chica $P \leq 100\text{MW}$	522.308
TG grande $P > 50\text{MW}$	356.577
TG chica $P \leq 50\text{MW}$	462.042
Motores Combustión Interna $> 42\text{MW}$	522.308

A partir de agosto 2023:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande $P > 150\text{MW}$	392.135
CC chico $P \leq 150\text{MW}$	437.132
TV grande $P > 100\text{MW}$	559.273
TV chica $P \leq 100\text{MW}$	668.555
TG grande $P > 50\text{MW}$	456.419
TG chica $P \leq 50\text{MW}$	591.414
Motores Combustión Interna $> 42\text{MW}$	668.555

La remuneración resultante será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

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 noviembre 2022:

Período	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	796.910
Invierno: junio – julio – agosto	796.910
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	597.683

A partir de diciembre 2022:

Período	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	876.601
Invierno: junio – julio – agosto	876.601
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	657.451

A partir de febrero 2023:

Período	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	1.095.752
Invierno: junio – julio – agosto	1.095.752

En el caso de la remuneración por disponibilidad de potencia, se detallaron los siguientes criterios:

(a) remuneración real de potencia (DRP); la DRP es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encuentre bajo mantenimientos programados y acordados y que se calculará para los GHT tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en el mes.

(b)

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:

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

(d) remuneración de la potencia garantizada ofrecida para los generadores que si declaran DIGO;

La remuneración de la PGO es una remuneración de potencia disponible (con tope como magnitud física a computar en la DIGO) que se valoriza como el precio PrecPotDIGO [\$/MW-mes] de acuerdo a lo establecido a continuación.

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

Siendo:

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

e) Remuneración total de la disponibilidad de potencia para Generadores que no declaren DIGO: la remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calculará, para los generadores que no declaren DIGO, exclusivamente por lo indicado en el punto (c).

$$\text{REM TOT [$/mes]} = \text{REM BASE}$$

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.

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

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 noviembre 2022:

Tecnología/Escala	[CostoOYMxComb]			
	Gas Natural [\$/MWh]	FuelOil / GasOil [\$/MWh]	BioComb. [\$/MWh]	Carbón Mineral [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	532	930	1.328	
CC chico P $\leq 150\text{MW}$	532	930	1.328	
TV grande P > 100 MW	532	930	1.328	1.594
TV chica P $\leq 100\text{MW}$	532	930	1.328	1.594
TG grande P > 50 MW	532	930	1.328	
TG chica P $\leq 50\text{MW}$	532	930	1.328	
Motores Combustión Interna	532	930	1.328	

A partir de diciembre 2022:

Tecnología/Escala	[CostoOYMxComb]			
	Gas Natural [\$/MWh]	FuelOil / GasOil [\$/MWh]	BioComb. [\$/MWh]	Carbón Mineral [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	585	1.023	1.461	
CC chico P $\leq 150\text{MW}$	585	1.023	1.461	
TV grande P > 100 MW	585	1.023	1.461	1.754
TV chica P $\leq 100\text{MW}$	585	1.023	1.461	1.754
TG grande P > 50 MW	585	1.023	1.461	
TG chica P $\leq 50\text{MW}$	585	1.023	1.461	
Motores Combustión Interna	585	1.023	1.461	

A partir de febrero 2023:

Tecnología/Escala	[CostoOYMxComb]			
	Gas Natural [\$/MWh]	FuelOil / GasOil [\$/MWh]	BioComb. [\$/MWh]	Carbón Mineral [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	731	1.279	1.826	
CC chico P $\leq 150\text{MW}$	731	1.279	1.826	
TV grande P > 100 MW	731	1.279	1.826	2.192
TV chica P $\leq 100\text{MW}$	731	1.279	1.826	2.192
TG grande P > 50 MW	731	1.279	1.826	
TG chica P $\leq 50\text{MW}$	731	1.279	1.826	

Motores Combustión Interna	731	1.279	1.826
----------------------------	-----	-------	-------

A partir de agosto 2023:

[CostoOYMxComb]

Tecnología/Escala	Gas Natural [\$/MWh]	FuelOil / GasOil [\$/MWh]	BioComb. [\$/MWh]	Carbón Mineral [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	936	1.637	2.338	
CC chico P ≤ 150MW	443	1.637	2.338	
TV grande P >100 MW	443	1.637	2.338	2.806
TV chica P ≤ 100MW	443	1.637	2.338	2.806
TG grande P >50 MW	443	1.637	2.338	
TG chica P ≤ 50MW	443	1.637	2.338	
Motores Combustión Interna	443	1.637	2.338	

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 noviembre 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 185 \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

A partir de diciembre 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 204 \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

A partir de febrero 2023:

Adicionalmente los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 255 \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

A partir de agosto 2023:

Adicionalmente los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 326 \$/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.

Para la remuneración de origen térmico se reconocerá una remuneración equivalente a 2 veces el valor correspondiente al precio vigente por costo variable no combustible [CostoOYMxComb] para el tipo de combustible despachado a ser aplicado en las cinco horas de pico (18.00 hs a 23.00 hs) de todos los días de los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto y a 1 vez el valor correspondiente al precio vigente por costo variable no combustible [CostoOYMxComb] para el tipo de combustible despachado a ser aplicado en las cinco horas de pico (18.00 hs a 23.00 hs) de todos los días de los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

(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 N° 405/2022 (BO 27/05/2022), la Secretaría de Energía establece los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM y MEMSTDF a partir del 1° de junio 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.

Mediante la Resolución N° 719/2022 (BO 28/10/2022), la Secretaría de Energía aprobó la Programación Estacional de Verano Definitiva para el MEM y para el MEMSTDF, elevada por CMMESA correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2022 y el 30 de abril de 2023, 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 2022 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.

En el año 2023, mediante la Resolución N° 54/2023 la SE aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM, correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2023.

Conforme surge de lo establecido en el punto 5.7 del Capítulo 5 de los Procedimientos, las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio denominado “Fondo de Estabilización”.

En el Fondo de Estabilización se depositan los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Resulta importante advertir que la disponibilidad de recursos en el Fondo de Estabilización es tomada en cuenta al momento de sancionar el Precio de Mercado para el trimestre en cuestión para evitar excesos o faltantes en dicho Fondo, y que la existencia de recursos en el Fondo de Estabilización, permite evitar incrementos estacionales. Por el contrario, a menor existencia de dinero en el Fondo de Estabilización, existe menor probabilidad de sancionar precios bajos dentro de los valores resultantes para los distintos escenarios previsibles y viceversa.

Como consecuencia de las medidas adoptadas con posterioridad a la sanción de la Ley 25.561 los generadores de electricidad no pudieron trasladar a los usuarios finales los incrementos en los precios de los costos y especialmente del suministro de gas natural. Es decir, los montos pagados por usuarios finales no cubrieron los costos de la generación de electricidad.

Con motivo del déficit de fondos necesarios para hacer frente a todos los pagos debidos a los agentes del MEM, se emitió la Resolución de la ex Secretaría de Energía N° 406/03 que dispuso el siguiente orden de prioridad a aplicar para saldar deudas a favor de los acreedores del MEM en caso de no existir recursos suficientes (artículo 4): (a) las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al fondo unificado creado en virtud del Artículo 37 de la Ley N° 24.065; (b) los ingresos mensuales asignables a los fondos y cuentas del MEM; (c) el importe necesario para pagar los créditos pendientes a favor de los agentes del MEM una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos (d), (e) y (f); (d) los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MEM; (e) los montos correspondientes a: (i) la energía producida y entregada en el mercado "spot" horario valorizada a su costo operativo por los costos variables de producción declarados y aprobados para la generación térmica más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes; (ii) La energía producida y entregada en el mercado "spot" horario por las centrales hidroeléctricas, valorizada al costo medio representativo de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica establecido en el anexo 26 de los Procedimientos más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes: Ps. 2 /MW /hora; (iii) la remuneración correspondiente a los transportistas de energía eléctrica; (iv) los prestadores adicionales de la función técnica de transporte no distribuidores que tienen acreencias en el MEM por las operaciones de los Grandes Usuarios del mercado; y (f) los compromisos asumidos en relación con los anexos II, III, IV de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 01/03. Con el fin de superar estos problemas y teniendo en cuenta los pronósticos sobre el aumento futuro de la demanda, el Poder Ejecutivo Nacional ha puesto en marcha distintos programas y políticas de fomento a la disponibilidad de nueva capacidad de generación. Por ejemplo, los programas “Energía Plus” y “Energía Distribuida” fueron adoptados para fomentar la inversión privada en nuevas instalaciones de generación, permitiendo a sus propietarios vender la energía producida a precios suficientes para cubrir el costo de los proyectos más una rentabilidad razonable. El propósito de estas medidas no es solo el de superar la actual

situación de escasez energética sino también el de agregar capacidad instalada para acompañar el crecimiento sostenido de la demanda que se 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.

Cabe mencionar que mediante el Decreto N° 88/2022 se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022 la instrumentación de ambos regímenes. Con fecha 7 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 56/2023, que reglamenta un nuevo régimen de regularización de deudas conforme lo establece el Artículo 89 de la Ley 27.701, estableciendo criterios y condiciones específicas al respecto

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.

El día 16 de junio de 2022 se publicó el Decreto N° 332/2022 (BO 16/06/2022), donde se establece a partir de junio 2022 un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, con el objetivo de lograr valores de la energía razonable. El régimen de segmentación está compuesto por tres niveles: nivel 1 – mayores ingresos, nivel 2 – menores ingresos y nivel 3 – ingresos medios.

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 fideicomitados 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 Secretaría de Gobierno de Energía (“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

La Ley de Energías Renovables N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, junto con el Decreto N° 531/2016, sus modificatorias, y las resoluciones del ex MEyM, establecen el Régimen de Fomento de Energías Renovables destinado a incentivar el uso de fuentes de energía renovables para la producción de energía eléctrica, por el cual se prevén los siguientes beneficios fiscales:

- Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el IG, 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 diez años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los traslados de 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 el principio efectivo de ejecución de las obras del proyecto. Cabe destacar que este tributo quedó sin efecto a partir de los ejercicios fiscales que comenzaron después del 1 de enero 2019, en los términos de la Ley N° 27.260;
- Exención del impuesto de retención del 10% sobre dividendos distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos de inversión beneficiarios del régimen, en la medida en que esos dividendos se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura dentro del país. Este impuesto de retención fue eliminado en los términos de la Ley N° 27.260. La exención no resultaría procedente respecto del impuesto aplicable sobre la ganancia neta derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas a personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior, establecido mediante la sanción de la ley N° 27.430 y modificatorias. Destacamos que en función de las últimas modificaciones introducidas por la Ley N° 27.630, los dividendos originados en utilidades obtenidas durante ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021 estarían sujetos a una retención del 7% del IG sobre el monto de dichos dividendos.
- Certificado de crédito fiscal que podrá ser utilizado para la cancelación de obligaciones fiscales emergentes de impuestos nacionales, por el equivalente a un determinado porcentaje del componente nacional de las instalaciones electromecánicas (excluyendo obras civiles), en la medida en que el mencionado componente nacional alcance un determinado porcentaje. El certificado de crédito fiscal podrá ser cedido a terceros una sola vez. Esta cesión por única vez del certificado de crédito fiscal estará supeditada a la inexistencia de una deuda liquidada y exigible con el fisco.
- Posibilidad de negociar libremente y solicitar un incremento de la tarifa de la energía renovable para reflejar los costos adicionales derivados impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de CABA producidos con posterioridad a la celebración del contrato de abastecimiento de energía renovable. En el caso de contratos celebrados con CAMMESA, la solicitud deberá estar acompañada de la documentación correspondiente que acredite el

incremento de costos. CAMMESA evaluará esta solicitud. El Decreto N° 531/2016, en su Capítulo V, detalla que abarca y qué excluye el concepto de “incremento fiscal”.

Se entenderá como incrementos fiscales cubiertos a los que resulten de:

- a) incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad existentes, por (i) ampliación de la base imponible, (ii) modificación de exenciones y/o desgravaciones y/o (iii) incremento de las alícuotas aplicables;
- b) creación de nuevos impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad.

Queda excluido de lo dispuesto en la norma:

- a) la eliminación de la exención de los derechos aduaneros, como consecuencia del vencimiento del plazo de vigencia del beneficio (31 de diciembre de 2017);
- b) la creación de tributos específicos, cánones o regalías por parte de aquellas jurisdicciones que se hubiesen adherido al régimen luego del vencimiento del plazo válido para la exención de esos tributos (31 de diciembre de 2025). Esta exención no incluye los posibles cánones a pagar por el uso de terrenos fiscales donde se puedan emplazar los proyectos;
- c) la creación de tributos específicos, cánones o regalías, en cualquier momento, por parte de jurisdicciones que no se hubiesen adherido al régimen.

La solicitud de reconocimiento del nuevo precio por aumento de impuestos, junto con la acreditación de la información y documentación, está sujeta a un plazo de caducidad automática.

- Exención del pago de derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios respecto de la introducción de bienes de capital, equipos o partes o elementos componentes de dichos bienes (nuevos en todos los casos) y de los insumos determinados por la Autoridad de Aplicación que fueren necesarios para la ejecución del proyecto de inversión (y demás infraestructura). Este beneficio tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.
- Exención en tributos específicos, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, establecidas sobre el acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía hasta el 31 de diciembre de 2025 (dentro de las jurisdicciones participantes), excluyendo la percepción de canon o contraprestación equivalente por el uso de tierras fiscales en las que se instalen los emprendimientos.

Los interesados en adherirse al Régimen de Promoción de Energías Renovables deberán renunciar a los beneficios previstos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 25.019 y 26.360, mientras que los proyectos que se han beneficiado de dichos regímenes solo podrán acceder al Régimen de Promoción de Energías Renovables si las obras convenidas en virtud de los contratos relevantes no hubiesen comenzado a la fecha de presentación de la solicitud.

Adhesiones al régimen de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191

Las siguientes jurisdicciones en las que la Sociedad realiza generación eólica y solar adhieren al régimen de Energía Renovable:

La Provincia de Chubut sancionó la Ley XVII N° 134 en virtud de la cual adhirió a la Ley Nacional N° 27.191 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia;

La Provincia de Río Negro sancionó la Ley N° 5.139 en virtud de la cual adhirió a la Ley Nacional N° 27.191 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia;

La Provincia de San Juan sancionó la Ley 1443-A en virtud de la cual adhirió a todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto 531/2016 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia. Adicionalmente a ello, la mencionada provincia sancionó la Ley 1705-A por medio de la cual se declaró de interés provincial la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables y consecuentemente se han previsto ciertos beneficios impositivos referidos al Impuesto de Sellos (“IS”), Impuesto Sobre los Ingresos Brutos (“ISIB”), entre otros.

La Provincia de Buenos Aires sancionó la Ley N° 14.838, en virtud de la cual adhirió a todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto N° 531/2016, y estableció las siguientes exenciones durante un plazo de 15 años para los siguientes impuestos:

- (i) Impuestos Inmobiliarios: la exención cubre los inmuebles o parte de los mismos afectados a la instalación de centrales de generación de energía obtenida a partir de fuentes renovables;
- (ii) IS para actos o contratos específicos relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables; y
- (iii) ISIB para la actividad de generación de electricidad mediante la utilización de fuentes renovables.

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 -PPA- privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los PPA 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 (RENPER) 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

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”.

A través de la Resolución N° 370/2022 (BO 13/05/2022), la Secretaría de Energía incorpora al MATER el “Mecanismo de comercialización de energía eléctrica de fuente renovable para distribuidores”. Este mecanismo permite a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución a suscribir contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con generadores o autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Demandas denominados GUDIs.

(vi) Régimen de inscripción al RENPER: Disposición N° 1-E/18

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 RENPER 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.

A través de la Disposición 111/2019 de la por entonces Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, se modificó el artículo 19 de la disposición 1/2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería, y se dispuso que la decisión de desistir de la prioridad de despacho y solicitar la devolución de la caución, debería estar acompañada de la renuncia del titular del proyecto a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, relacionados con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto, y de una declaración por la que el titular del proyecto se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier tipo de reclamo de sus accionistas o sociedades controlantes, contraladas o vinculadas, relacionadas con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto.

(vii) Registro de Proveedores de Energías Renovables INTI – ReProER: Resolución INTI N° 59/18

Mediante la Resolución N°59/18 del Instituto Nacional de Tecnología Industrial, se creó el Registro de Proveedores Energías Renovables disponiéndose que para verificar el origen nacional de los bienes electromecánicos que producen las empresas beneficiarias de proyectos de inversión que hayan firmado contrato en el marco de la ley N° 26.190 su modificatoria y decreto reglamentario, deben inscribirse al registro creado por esta norma.

Posteriormente, por intermedio de la Resolución 479/2019 de la ex SGE se reguló los requisitos y condiciones a cumplir por los titulares de proyectos que soliciten este beneficio, las garantías que debería constituir el beneficiario en caso de solicitarse el otorgamiento del Certificado Fiscal con carácter previo a la entrada en operación comercial del proyecto, y el alcance de dicho beneficio, de acuerdo con lo previsto en el inciso 6 del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por la ley 27.191.

Asimismo, por medio de la Resolución Conjunta N° 4618/2019 de la Administración Federal de Ingresos Públicos y la ex SGE se reguló el alcance del Certificado Fiscal, el deber de información de la entonces Secretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, la forma de cesión de los Certificados Fiscales, entre otros.

(viii) RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5, Ronda 2 y, Ronda 3): Licitación de proyectos para generación de energía renovable

Tras habilitar un período de consulta pública para enviar comentarios y sugerencias a la versión preliminar del pliego de condiciones y de los PPA-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 PPA: A los fines de recuperar la inversión y obtener un retorno razonable, los PPA tendrán una vigencia máxima de 30 años.
- Opciones de compra y venta: Los PPA 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 PPA se rigen por el derecho privado argentino.
- Elección del foro: En los PPA 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).

Para el año que termina el 31 de diciembre de 2022 se aprobó cupo fiscal de \$3.500.000.000 para ser asignado a los beneficios promocionales (Ley 27.770).

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 –PPA- 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 aquellas que superaron la instancia de evaluación formal, técnica y legal, y que por lo tanto se encontraban en condiciones de acceder a la etapa de evaluación de las ofertas contenidas en los sobres "B".

Luego de ello, se efectuó la apertura de los sobres "B" de las ofertas calificadas. CAMMESA confeccionó un informe no vinculante con el listado de ofertas con la distribución por tecnología indicada, recomendado la adjudicación a los oferentes preseleccionados. En efecto, la ex Secretaría de Energía Eléctrica emitió un informe técnico en el que propició confirmar las pre-adjudicaciones recomendadas por CAMMESA.

En virtud de lo expuesto, por medio de la Resolución N° 473/2017, el ex MEyM determinó las Ofertas que resultaron adjudicadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional Programa RenovAR. 2.0 un total de 228 proyectos, por un total de capacidad instalada de 9.401,50MW de potencia ofertado.

Adicionalmente, la citada Resolución invita a los oferentes de las ofertas calificadas de Proyectos de Biomasa, Biogás, Eólicos y Solares Fotovoltaicos, que no fueron adjudicadas, a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER bajo las condiciones establecidas en los artículos 6° y 7° de la Resolución N° 473/17, para cubrir un cupo del 50% de la Potencia Requerida por tecnología en el PBC de RenovAR 2.0.

La potencia requerida adicional resultante por Tecnología determinada en el artículo 6° de la Resolución N° 473/2017 es la que se indica a continuación: a) Tecnología Eólica: 275MW; b) Tecnología Solar Fotovoltaica: 225MW; y c) Tecnologías de Biomasa y Biogás –en conjunto–: 67,50MW.

A través de la Resolución N° 488/2017 el ex MEyM adjudicó los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos de la Resolución MEyM 275/2017 y la Resolución MEyM N° 473/2017.

De forma posterior, por intermedio de la Resolución 52/2019 (B.O. 15/02/2019), la ex SGE estableció que los titulares de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios de Contratos de Abastecimiento de Energía

Eléctrica Renovable por las resoluciones 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM) y 488 del 19 de diciembre de 2017 (RESOL-2017-488-APN-MEM), ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, podrían solicitar una prórroga de los plazos contractuales comprometidos como avance de obras, si cumplieran con las condiciones que en tal resolución se dispusieron. La solicitud de la prórroga debía ser presentada ante la CMMESA 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 CMMESA 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 CMMESA 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.

La Resolución N° 165/2023 sustituyó el artículo 1 de la Resolución 285 (que había sido modificado por la Resolución 742/2021), contemplando una nueva modalidad de pago de las penalidades que corresponde aplicar con motivo del incumplimiento de la fecha de habilitación comercial e incumplimiento de abastecimiento de energía comprometida.

- A fin de asegurar el mantenimiento mínimo de la central de generación y con relación a aquellos proyectos que hayan optado por abonar las penalidades en 48 cuotas, se faculta a CMMESA a que, una vez calculada la penalidad correspondiente y determinado el importe mensual de las cuotas por todas las penalidades que pudieran corresponder al proyecto, descuento de la remuneración mensual a percibir por el contrato un importe –en carácter de penalidad– que no exceda del 20% de la remuneración mensual. El saldo remanente de la penalidad será abonado en la primera oportunidad, o subsiguientes en caso de corresponder, en que el descuento de la penalidad mensual sea menor al 20% de la remuneración mensual
- En caso de que, superado el número de cuotas previstas para el pago de la penalidad quedara un saldo remanente sin abonar, este se descontará de acuerdo con la metodología prevista en el párrafo anterior hasta completar el pago total de la penalidad correspondiente en las mismas condiciones financieras. Si el saldo remanente sin abonar superara la vigencia del contrato, CMMESA podrá reestructurarlo conforme al mecanismo que estime conveniente, o que el descuento de la penalidad mensual incremente del 20% al 40% de la remuneración mensual de la central de generación.

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 CMMESA 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*”), y luego hasta el 30 de noviembre de 2020 por medio de la Resolución N° 227/2020 de la SE. 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 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 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 Termoeléctrica Central de Salta en Güemes, Salta con el Paso Sico, en el límite con la República de Chile.

Todas las operaciones de importación o exportación realizadas en el mercado a término requieren la autorización previa de la Subsecretaría de Energía Eléctrica (Resolución N° 98/18 del ex MEyM, que modificó la Resolución N° 64/18 del ex MEyM, que remite a la Resolución N° 25/2016 del ex MEyM) y CAMMESA. Competencia que conserva hoy en día la actual Subsecretaría de Energía Eléctrica en los términos de las atribuciones conferidas por el Punto IX, del Decreto 50/2019 (modificado por el Decreto N° 804/2020).

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.

Durante el mes de noviembre 2022 se firmó una extensión hasta el 2025 al memorándum de importación entre Argentina y Brasil. El mismo tiene como objetivo abastecer a Argentina de energía a menor precio en los meses de mayor demanda y exportar energía a Brasil en los meses de necesidad. El mismo contempla tres modalidades:

- Sin Devolución e Interrumpible: Corresponde a energía térmica a menor precio o excedentes hidráulicos.
- Devolución de energía interrumpible para abastecer demanda: Se importa energía con el compromiso de devolver la misma cantidad en momentos de necesidad de cubrimiento de demanda.
- Devolución de energía interrumpible para aprovechamiento de excedentes de vertido hidroeléctrico: Se toma energía con compromiso de devolución, proveniente de excedentes hidroeléctricos o renovables.

Durante noviembre 2022, también, se reactivó el intercambio bidireccional entre Argentina y Chile, a través de un acuerdo con la empresa productora de energía AES Andes. El mismo se realizará a través de la línea de interconexión eléctrica *InterAndes* de 345kV y 409km que se extiende entre la subestación Andes en Chile y la subestación Cobos en Argentina. Con este acuerdo se podrán exportar hasta 80MW desde Chile hasta Argentina, mientras que durante la noche se podrán exportar hasta 200MW de Argentina a Chile. La modalidad corresponde en intercambios de oportunidad económica, a precios inferiores a los costos marginales e interrumpibles. En el caso de Chile, esta energía corresponde principalmente a energía renovable excedente y en el caso de Argentina, energía térmica eficiente.

Durante el último trimestre de 2022 se inauguró una línea de interconexión eléctrica entre Argentina y Bolivia. La línea tiene una longitud de 110 km, desde la subestación Yacuagua en Bolivia hasta la subestación Tartagal en Argentina. El límite de importación es de 120 MW y la energía que se importó de Bolivia en el año 2022 tuvo el objetivo de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en el Norte Argentino.

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 ENARSA -ex IEASA-), que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de electricidad entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y Grandes Usuarios que operan en dicha región.

Las empresas que participan de esta calidad de Transportista en el ámbito de una Región Eléctrica: 1) TRANSBA S.A. (Buenos Aires); 2) TRANSNOA S.A. (Noroeste); 3) TRANSPA S.A. (Patagonia); 4) TRANSNEA S.A. (Noreste); 5) DISTROCUYO (Cuyo.); 6) TRANSCOMAHUE (Comahue) y 7) Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN).

Existen otras modalidades bajo las cuales se presta la actividad del transporte de energía eléctrica (Transportista Independiente), pero que por estar sujetas a diversas reglas no se incluyen conceptualmente en la noción de transportista. La figura del Transportista Independiente se distinguen del transporte en virtud de carecer del título habilitante previsto por la ley 24.065 para prestar tal

actividad de servicio público, cual es la concesión del servicio público de transporte; se hallan bajo supervisión de un transportista conforme los términos y condiciones de una “Licencia Técnica”, y sus instalaciones se integran al sistema de transporte respectivo; y el sistema de remuneración, que combina etapas de construcción, amortización y operación y mantenimiento.

Algunas de las empresas que revisten la calidad de transportistas independientes, tanto en extra alta tensión como por distribución troncal, son 1) Líneas de Transmisión del Litoral S.A. (LITSA); 2) YACYLEC S.A.; 3) E.D.E.S.A.; 4) D.P.E.C.; 5) E.R.S.A.; 6) S.P.S.E.; 7) ENECOR S.A.

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.

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 -en su concepción original- 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.

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.

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 el Decreto 815/2022, el plazo inicial de dos (2) años fue prorrogado por un (1) año a partir de su vencimiento.

Mediante las Resoluciones N° 16/2021 y 17/2021, 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 EDENOR S.A., EDESUR S.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.

El 4 de marzo de 2021 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 53/2021, 54/2021, 55/2021, 56/2021 y 57/2021, convocando a audiencias públicas con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto del Régimen Tarifario de Transición de las siguientes empresas, respectivamente: EDENOR y EDESUR; TRANSENER; TRANSBA y DISTROCUYO; TRANSPA, TRANSCO y EPEN; TRANSNEA y TRANSNOA. La audiencia pública de EDENOR y EDESUR fue llevada a cabo el 30 de marzo de 2021, y las demás audiencias tuvieron lugar el 29 de marzo de 2021.

Con fecha 30 de abril de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones N° 106 y 107, a través de las cuales se aprobaron los valores del Costo Propio de Distribución y los valores del cuadro tarifario de EDESUR (106) y EDENOR (107), vigentes a partir del 1 de mayo de 2021 (Régimen Tarifario de Transición). Con posterioridad, numerosas resoluciones del ENRE aprobaron sucesivamente los valores del costo propio de distribución y los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR, así como sus modificaciones.⁹

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.

Cabe mencionar que por medio de la Resolución N° 235/2022, publicada en el Boletín Oficial el 18 de abril de 2022, la Secretaría de Energía convocó a una Audiencia Pública a los efectos del tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023. La audiencia tuvo lugar el 12 de mayo de 2022.

El 16 de junio de 2022, con la publicación del Decreto N°332/2022 se estableció a partir del mes de junio de 2022, un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, con el objeto de lograr valores de la energía razonables y susceptibles de ser aplicados con criterios determinados por la autoridad de aplicación (la Secretaría de Energía).

Con fecha 30 de diciembre de 2022, mediante las Resoluciones N° 698/2022, N° 699/2022, N° 700/2022, N° 701/2022, N° 702/2022, N° 703/2022, N° 704/2022, 705/2022, el ENRE aprobó los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de enero de 2023 de TRANSENER S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSCO S.A., TRANSBA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSPA S.A., y EPEN, respetivamente.

El 21 de octubre de 2022 fue publicada la Resolución N° 539/2022 del ENRE, que convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica tendientes a obtener una adecuación transitoria de tarifas, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia se celebró el 30 de noviembre de 2022. El informe final de la audiencia fue aprobado mediante Resolución del ENRE N° 682/2022, publicada el 27 de diciembre de 2022.

El 11 de noviembre de 2022 fue publicada la Resolución N° 576/2022 del ENRE, que convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica tendientes a obtener una adecuación transitoria en la tarifa, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral, con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia fue celebrada el 23 de enero de 2023. El informe final de la audiencia fue aprobado mediante la Resolución N° 154/2023 del ENRE, publicada el 1 de febrero de 2023.

Con fecha 30 de diciembre de 2022, mediante las Resoluciones N° 698/2022, N° 699/2022, N° 700/2022, N° 701/2022, N° 702/2022, N° 703/2022, N° 704/2022, 705/2022, el ENRE aprobó los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de enero de 2023 de TRANSENER S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSCO S.A., TRANSBA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSPA S.A., y EPEN, respetivamente.

Mediante la Resolución del ENRE N° 307/2023 se dispuso la intervención de control y fiscalización de EDESUR por un plazo de 180 días.

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):

⁹ Ver, por ejemplo, las Resoluciones N° 262/2021 (modificada por la Resolución N° 265/2021) y N° 263/2021 (modificada por la Resolución N° 266/2021); Resoluciones N° 41/2022 y N° 42/2022; Resoluciones No. 75/2022 y N° 76/2022; Resoluciones N° 145/2022 y N° 146/2022; Resoluciones N° 171/2022 y N° 172/2022; Resoluciones N° 221/2022 y N° 222/2022; Resoluciones N° 313/2022 y N° 314/2022; Resoluciones N° 434/2022 y N° 435/2022 (rectificada por la Resolución N° 484/2022); Resoluciones N° 554/2022 (rectificada por la Resolución N° 574/2022) y N° 555/2022; y Resoluciones N° 179/2023 (rectificada por la Resolución N° 182/2023) y N° 177/2023 (rectificada por la Resolución N° 181/2023; Resoluciones N° 240/2023 y N° 241/2023, entre otras.

- 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 MEyM N° 71/16 y N° 136/2016–; (ii) la Ronda 1.5 –convocada por la Resolución MEyM N° 252/2016–; (iii) la Ronda 2 –mediante la Resolución MEyM N° 275/2017–; la Ronda 3 –convocada por la Resolución SGE N° 100/2018, modificada por la Resolución SGE 90/2019. En el marco de las distintas Rondas llevadas a cabo en el Programa, CAMMESA, actuó en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, hasta la reasignación de los contratos celebrados en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, desarrollando de esta manera el mecanismo de compras conjuntas.

A través de la Resolución N° 281-E/2017, modificada por la Resolución SGE 230/2019, el ex Ministerio de Energía y Minería reguló el Mercado a Término de las Energías Renovables (MATER), por las que los Grandes Usuarios incluidos en el artículo 9 de la Ley N° 27.191 pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico adecuado para el desarrollo de este nuevo mercado.

Comercializadores

La Ley N° 24.065 y su Reglamentación -Decreto N° 1.398/1992-, no reconocen al comercializador como Agente del MEM. Recién a través del Decreto 186/1995 el Poder Ejecutivo Nacional reconoció la calidad de Participante del MEM a (artículo 5°): (i) las empresas que obtengan autorización de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales. (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque. (iii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica.

A través de la Resolución N° 21/1997, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de PARTICIPANTES AL MEM, y el régimen de comercialización del MEM (actualmente Anexos 31 y 32 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) que -entre otras- cosas establece para actuar como comercializador del MEM es necesario no ser agente reconocido del MEM.

El comercializador puede realizar transacciones en el MEM una vez que adquiera la calidad de PARTICIPANTE DEL MEM (artículo 1°, Decreto N° 186/1995).

La actuación del Comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El Comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas.

La empresa habilitada expresamente como Comercializador del MEM puede llevar a cabo las siguientes funciones dentro del MEM: (i) comercialización de generación; (ii) comercialización de demanda; (iii) comercialización de importación y exportación; (iv) comercialización de regalías.

Restricciones Verticales y Horizontales

Es importante destacar que los agentes MEM están sometidos a restricciones verticales, conforme las disposiciones de la Ley N° 24.065 y el Decreto N° 1398/92, según las cuales:

- Las compañías de generación o distribución, los Grandes Usuarios o sus respectivas sociedades controladas o controlantes no están autorizadas a ser propietarias o el accionista mayoritario de una compañía de transporte o de su respectiva sociedad controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo puede autorizar a una compañía de generación o distribución o a un gran usuario a construir, por su propia cuenta y en respuesta a una necesidad propia, una red de transporte respecto de la cual establecerá la modalidad y forma de funcionamiento.
- El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación. No obstante, los accionistas del distribuidor sí pueden serlo, como personas físicas o bien constituyendo otra persona jurídica con el objeto de ostentar la titularidad o ejercer el control de unidades de generación.
- Ninguna compañía de transporte podrá comprar o vender energía eléctrica.

El Artículo 33 de la Ley General de Sociedades de Argentina dispone que se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades. No obstante, la Sociedad no puede garantizar que las autoridades de regulación del sector eléctrico aplicarán esta definición de control al implementar las restricciones antes descriptas. De acuerdo con las resoluciones dictadas por el ENRE,

una sociedad controlada por o controlante de una compañía de transporte de electricidad es una sociedad que posee más del 51,00% de las acciones con derecho a voto de la sociedad controlada y ejerce el control mayoritario.

Tanto los transportistas como los distribuidores de electricidad también están sujetos a restricciones horizontales.

Las siguientes son las restricciones horizontales aplicables a transportistas de electricidad:

- Sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más transportistas podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un transportista pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista;
- Conforme los términos de los contratos de concesión que rigen el transporte de electricidad en líneas de transmisión de más de 132kv y menores a 140kv, el servicio de transporte es prestado en forma exclusiva en áreas específicas indicadas en esos contratos; y
- Conforme los términos del contrato de concesión de la compañía que presta servicios de transporte de electricidad en líneas cuya tensión es igual o superior a 220kv, el servicio debe ser prestado en forma exclusiva y sin restricciones territoriales, dentro de todo el territorio argentino.

Respecto a las compañías distribuidoras de electricidad, las restricciones horizontales son las siguientes:

- Sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más distribuidores, podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro distribuidor; y
- El servicio de distribución es prestado dentro de áreas específicamente establecidas en los contratos de concesión respectivos.

Autogenerador Distribuido: la Resolución SE N° 269/08

A través de la Resolución SE N° 269/08, la entonces Secretaría de Energía estableció la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. Allí se establece que:

- El Autogenerador Distribuido debe cumplir los mismos requerimientos, y sus transacciones en el MEM se realizarán de la misma forma que el Autogenerador en función de lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos".
- La generación asociada a la Autogeneración Distribuida que desee convertirse en Agente del MEM deberá haber sido habilitada comercialmente con posterioridad a la fecha de publicación de la Resolución SE 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.

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 estableció, 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 Energía Argentina S.A. (ex Integración Energética Argentina S.A.) (“ENARSA”) 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 ENARSA (ex 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. ENARSA (ex 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 ENARSA (ex 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 ENARSA (ex IEASA) tiene por la adquisición y comercialización de dicho combustible. Si algún generador con obligación de abastecerse de

combustible opcionalmente adquiere a ENARSA (ex 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 CMMESA 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 CMMESA 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 CMMESA con gas natural o GNL provenientes de otros compromisos firmes asumidos por CMMESA. 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 CMMESA y/o Generador, de acuerdo a la fuente de abastecimiento. Incluye a todos los generadores abastecidos o no por CMMESA, 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 CMMESA, 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 sobre costo 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 ENARSA (ex 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 “PLAN DE PROMOCION DE LA PRODUCCION DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”.

Con el dictado de la Resolución 129/2021 de la Secretaría de Energía se convocó al Concurso Público Nacional “RONDA #2 CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución SE N° 391/2020, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones que se adjuntó a la norma. Esta

resolución también aprobó el Modelo de Contrato que deberán suscribir las empresas productoras adjudicatarias del Concurso Público, y se designaron a los integrantes de la Comisión Evaluadora del Concurso.

Por otra parte, la Resolución SE N° 125/2021 instrumentó la emisión de Certificados de Crédito Fiscal en Garantía bajo la modalidad de Certificados de Crédito Fiscal en Garantía Electrónicos en el marco del sistema de garantías establecido en el Punto 40 del Anexo del Decreto N° 892/2020 a los efectos de respaldar el pago de la compensación a cargo del ESTADO NACIONAL definida en el Punto 33 del referido Anexo; y de conformidad con lo establecido por el Artículo 89 de la Ley N° 27.591.

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.

En el año 2022, fue dictada la Resolución 2/2022 de la SE, convocando a audiencia pública a los efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del Plan Gas.Ar. La audiencia se celebró el 31 de enero de 2022.

A través de la Resolución SE N° 403/2022, publicada en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2022, la Secretaría de Energía determinó la adecuación de los precios de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas.Ar (en todas sus rondas), que serán de aplicación para los consumos de gas realizados a partir del día 1° de junio de 2022

Decreto 730/2022 – Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del País (2023-2028).

El 4 de noviembre de 2022 fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N° 730/2022 (el “Decreto N° 730”), que instrumentó la continuidad del Plan Gas.Ar (aprobado por el Decreto 892/2020) hasta el año 2028.

El Decreto N° 730 aprobó el “Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del País (2023-2028)”, e instruyó a la Secretaría de Energía a instrumentar dicho Plan, así como a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación del Plan en los aspectos no medulares.

Entre los fundamentos del Plan, se enumeran:

- a) consolidar el bloque de volumen plano de poco más de 70 MM m3/d) adjudicado mediante las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar;
- b) conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte a instalarse en el sistema, en particular para las obras a realizarse en el marco del Programa Transport.Ar (Resolución SE N° 67/2022);
- c) procurar la máxima utilización de la capacidad de transporte disponible desde las cuencas Noroeste y Austral (que a los efectos de este Plan comprende la producción on shore y off shore de las provincias del Chubut, de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur) con producción nacional, con el objetivo prioritario de sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

El Plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de CAMMESA. Contempla los siguientes objetivos:

- a) Viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos.
- b) Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural.
- c) Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.
- d) Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.
- e) Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.
- f) Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.
- g) Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.
- h) Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.

- i) Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural, compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

Asimismo, el Decreto N° 730 modifica el Decreto N° 892/2020, facultando a la Secretaría de Energía a instrumentar el esquema de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme la Ley N° 24.076.

De este modo, el esquema a instrumentar incorpora las siguientes pautas, criterios y condiciones elementales:

- a) Volumen: será establecido por la Secretaría de Energía, a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme la capacidad de transporte. Podrá ser ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.
- b) Plazo: se extenderá hasta el año 2028 inclusive. Este plazo podrá ser ampliado por la Secretaría de Energía en función de la evaluación de la situación en el mercado de gas.
- c) Exportaciones: podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la Secretaría de Energía.
- d) Precio mínimo de exportación: la autoridad de aplicación establecerá en cada oportunidad un precio mínimo que deberán respetar las autorizaciones de exportación. Dicho precio constituirá el precio comercial razonable conforme a lo dispuesto en el artículo 6° de la Ley N° 17.319.
- e) Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de concurso público, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia
- f) Valor agregado nacional y planes de inversión: el diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de las empresas productoras cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional.
- g) Misceláneas: se preverán otros aspectos que, a criterio de la Secretaría de Energía, resulten conducentes a los efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda”.

Se plantea un esquema competitivo: desde la Secretaría de Energía se convoca a la firma de contratos directos entre Productores por un lado, y la demanda prioritaria (licenciatarias de distribución y/o subdistribuidoras) como la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA), por el otro.

El precio del gas en el PIST surgirá de la concurrencia en el mercado; en un marco de libre competencia, sujeto a las condiciones que fija el Estado para asegurar los objetivos de la iniciativa, tales como la obligación de invertir para reducir el declino de la producción. Se fija un precio tope a los efectos de fomentar un nuevo nivel para el gas en el PIST que incorpore la curva de eficiencia de los últimos años.

Dependiendo de la instancia, los Productores deberán comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales y/o reducir los declinos, o bien comprometerse a realizar un determinado proyecto de inversión y a comercializar la producción asociada al mismo, en los términos que prevea la Autoridad de Aplicación en la reglamentación del esquema. En cualquiera de los casos, en una actividad con declino geológico, ello implica un volumen de inversión significativo que -a la vez- tracciona los niveles de empleo.

A los efectos de reconocer prioridad para la inyección en períodos con excedentes de oferta, se efectuará, en primera instancia, un ordenamiento de las rondas por orden cronológico (partiendo de la más antigua a la más reciente), y dentro de cada ronda tendrán prioridad quienes oferten los precios más competitivos. De esta manera, se favorece la eficiencia en las asignaciones y se respeta el ordenamiento temporal de los compromisos.

Se otorga prioridad para exportar en condición firme parte del volumen total de exportación, a aquellos Productores Firmantes que presenten precios más competitivos y/o que aporten mayor volumen en las Rondas, de manera tal que ello redunde en un ahorro fiscal para el Estado Nacional. Esta medida pretende seguir con el desarrollo del mercado de exportación a los países vecinos e incentivar la concurrencia en las futuras Rondas.

La Secretaría de Energía definirá, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que se la requiera, y a partir del precio resultante en las Rondas para el gas en el PIST, cuáles son los niveles de subsidio en el precio del gas y el traslado (pass through) del costo a la demanda prioritaria vía contratos de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. De esta manera, la Autoridad de

Aplicación establece el contenido de la política pública de subsidios con el fin de proteger a los segmentos vulnerables de la población. De allí que esta iniciativa tenga en cuenta tanto los precios requeridos para el desarrollo sostenible de la producción de gas en todas las cuencas de nuestro país, como los niveles tarifarios (y de subsidio) asociados que están relacionados con la demanda prioritaria.

El 14 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución 770/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó en el ámbito de la Secretaría a Concurso Público Nacional para:

- (a) La extensión de los compromisos asumidos por los adjudicatarios en la Cuenca Neuquina en el marco de **(i)** los procedimientos realizados para la Ronda #1 del Plan Gas.Ar convocado mediante la Resolución N° 317/2020 y adjudicado mediante la Resolución N° 391/2020 y **(ii)** los procedimientos realizados para la Ronda #3 del Plan Gas.Ar, convocado mediante la Resolución N° 984/2021 y adjudicado mediante la Resolución N° 1.091/2021;
- (b) la adjudicación de los siguientes volúmenes de gas natural en la cuenca Neuquina:
 - i. **“Gas Plano Julio”**: hasta 11.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
 - ii. **“Gas Plano Enero”**: hasta 3.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
 - iii. **“Gas de Pico 2024”**: hasta 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2024 a 2028, ambos inclusive;
 - iv. **“Gas de Pico 2025”**: hasta 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2025 a 2028, ambos inclusive;

Lo anterior, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones (**Ronda #4** - Cuenca Neuquina) que forma parte de la Resolución 770/2022.

Asimismo, se convocó a Concurso Público Nacional para:

- (a) la extensión de los compromisos asumidos por aquellos adjudicatarios que realizaron ofertas en las Provincias de Chubut y Santa Cruz en el marco de la Ronda #1 del Plan Gas.Ar, convocado mediante la Resolución N° 317/2020 y adjudicado mediante la Resolución N° 391/2020, modificada por Resolución N° 447/2020;
- (b) la presentación de proyectos de Gas Incremental en las cuencas Austral y Noroeste, bajo la figura de Plan de Actividad Incremental, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones (**Ronda #5** – Cuencas Austral y Noroeste) que forma parte de la Resolución 770/2022.

Posteriormente fueron publicadas en el Boletín Oficial tres circulares modificatorias del pliego de bases y condiciones (Circular N° 1/2022, publicada el 22 de noviembre de 2022; Circular N° 2/2022, publicada el 6 de diciembre de 2022; y Circular N° 3/2022, publicada el 6 de diciembre de 2022).

El 14 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 771/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a Audiencia Pública con el objeto de evaluar y dar tratamiento a los precios del gas natural respecto de la porción del precio que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo en los términos del artículo 6 del Decreto N° 892/2020. La audiencia se celebró virtualmente el día 6 de diciembre de 2022.

El 23 de diciembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 860/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual -entre otras cuestiones- **(i)** se aprobó el procedimiento realizado para los concursos nacionales convocados a través de la Resolución N° 770/2022; **(ii)** se adjudicaron los volúmenes de gas natural en el marco de aquellos concursos; **(iii)** se aprobaron los precios de gas natural en el PIST correspondientes a los volúmenes adjudicados; **(iv)** se modificaron ciertas disposiciones de la Resolución N° 770/2022.

El 10 de enero de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 6/2023 de la Secretaría de Energía (luego modificada por la Resolución N° 113/2023), mediante la cual determinó la adecuación de los precios de gas natural en el PIST de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” (Plan Gas.Ar), aplicable a los consumos de gas realizados a partir del 1° de marzo de 2023 y 1° de mayo de 2023, respectivamente, conforme surge del Anexo que integra la resolución.

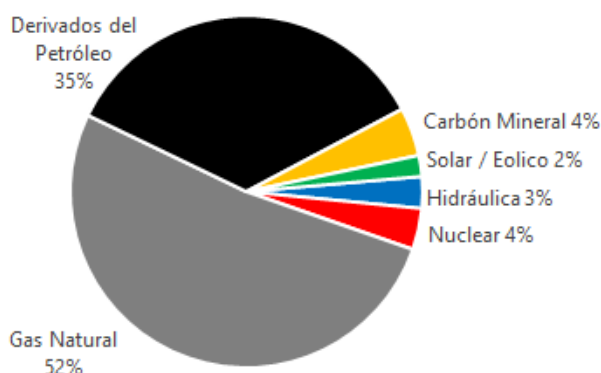
Asimismo, instruye a ENARSA, a las empresas productoras y a las distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas natural por redes que hayan celebrado contratos o acuerdos de abastecimiento en el marco del Plan Gas.Ar., para que en el plazo de 5 días corridos de la publicación de la presente, o el hábil siguiente, adecuen dichos instrumentos conforme a lo establecido en la resolución, y sean presentados en dicho plazo a la Secretaría de Energía y al ENARGAS.

EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ENERGÉTICO ARGENTINO

1. INTRODUCCIÓN

Argentina es un país fuertemente dependiente de los hidrocarburos. Más del 85% de la matriz energética primaria de 2021 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

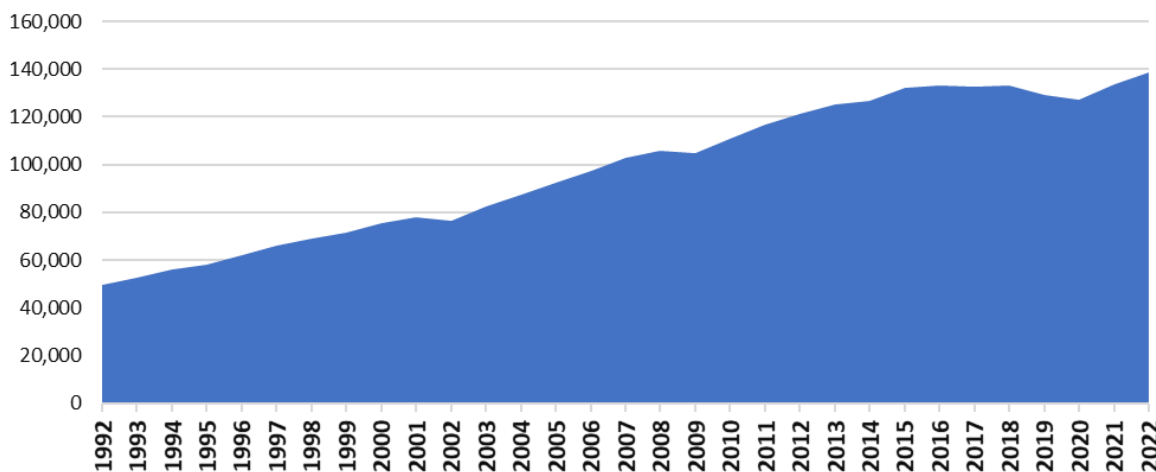
Durante los primeros 15 años del siglo XXI, la alta dependencia de los hidrocarburos y la caída en la producción de gas sumado a una demanda eléctrica en crecimiento constante y una oferta que creció de forma más moderada puso al sistema eléctrico en jaque. Este último operó sin reservas, con un alto 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, continuando con esa recuperación y crecimiento en el año 2022.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA [GWh]

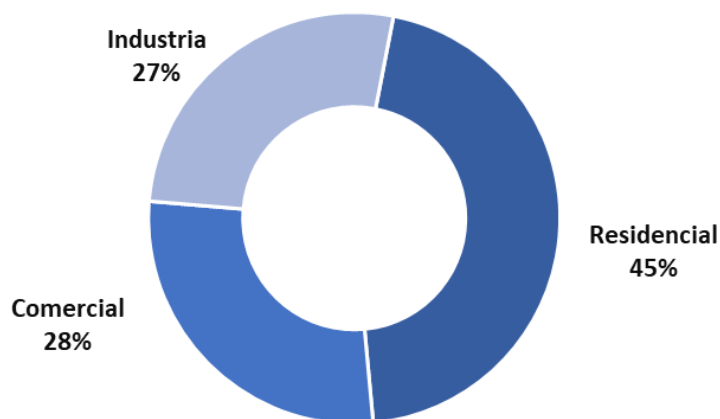


Fuente: CAMMESA

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 45% del consumo total en el año 2022) está asociado a las temperaturas y las tarifas que deben pagar; el consumo comercial (28%) e industrial (27%) varía principalmente en función del rendimiento de la economía. El año 2022, al igual que el año 2021, fue un año de fuerte 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 2022 por tipo de usuario:

DEMANDA POR TIPO DE USUARIO - AÑO 2022 [%]

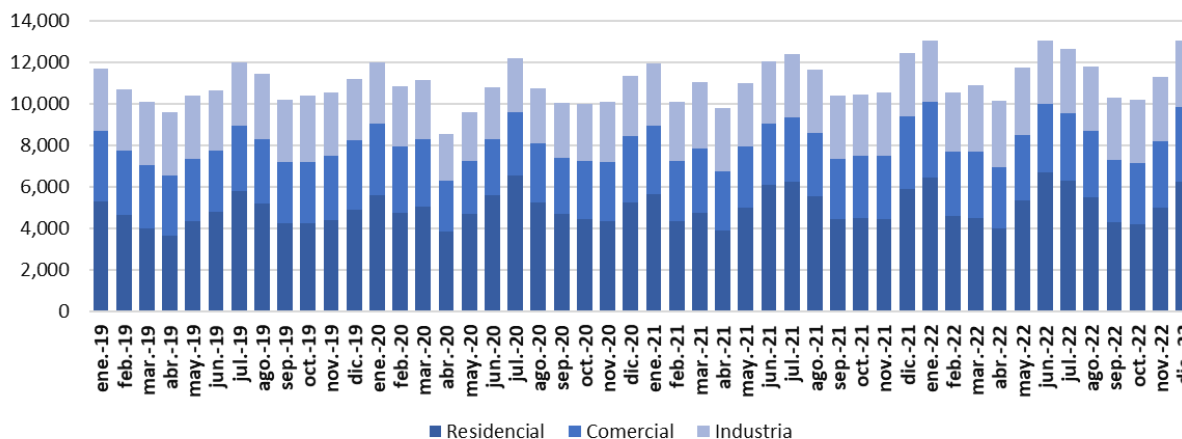


Fuente: CAMMESA

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 / 2022 [MW]



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 diciembre de 2022 se verificaron los máximos históricos del consumo de energía eléctrica. El punto máximo de consumo de 28.283MW se alcanzó el 06 de diciembre de 2022 a las 14:43hs, con la particularidad de no contar prácticamente con reserva rotante para cubrir la seguridad del sistema eléctrico y con una importación de 1.835 MW medios.

CONSUMO HISTORICOS MÁXIMOS DE DEMANDA

Día	Hábil		Sábado		Domingo	
	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh
Máxima	28283	575,9	26719	559,0	23724	478,9
Fecha	06/12/22	14/01/22	15/01/22	15/01/22	11/12/22	16/01/22
Hora	14:43	-	14:34	-	15:54	-
T° Med Bs.As.	29,0 °C	33,8 °C	34,4 °C	34,4 °C	30,4 °C	27,6 °C

Fuente: CAMMESA

3. CAPACIDAD INSTALADA

Según la información publicada por CAMMESA, la capacidad instalada en Argentina fue de 42.927 MW en diciembre 2022. 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 4 años (a través del Programa RenovAr y el MATER) las energías renovables no convencionales (ERNC) han comenzado a desarrollarse en el país.

Periodo 1990-2015:

En la década de los años 90, la capacidad instalada se expandió a partir de inversiones privadas principalmente en usinas térmicas. Durante este período, el parque generador paso de aprox. 14.000 MW a 23.000 MW lo que representó un crecimiento del 64%.

No obstante, luego de la crisis del 2001, cambió la forma en que se desarrollaron proyectos de nueva generación. Tras un periodo (2002-2006) casi sin incorporación de nueva capacidad, donde solo se incorporaron 462 MW, las inversiones en el sector eléctrico -entre 2007 y 2015- continuaron preponderantemente con intervención del Estado Nacional, a través de licitaciones públicas y/o la firma de contratos con CAMMESA como comprador por cuenta y orden de la demanda y en base a centrales térmicas (salvo pocas excepciones).

Las restricciones financieras del Estado Nacional en las últimas décadas, el alto monto de inversiones necesarias y los largos plazos de cumplimiento para el desarrollo de proyectos han impactado negativamente en la decisión del gobierno argentino de invertir e incorporar centrales hidroeléctricas y nucleares nuevas. Asimismo, las recurrentes crisis fiscales del pasado obligaron a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos por parte del gobierno argentino, que hubieran aumentado y diversificado la capacidad de generación de Argentina.

Periodo 2016-2020:

Más allá de las incorporaciones mencionadas en el apartado anterior, en 2015 el sistema se encontraba en situación crítica, sin margen de reserva y con necesidad de importar energía eléctrica para satisfacer los picos de demanda.

Por lo cual, en diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional (que duró hasta el 31 de diciembre de 2017) y el ex MEyM elaboró un programa de acciones necesarias para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Para mitigar el déficit de potencia firme, se dictó la Resolución 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.

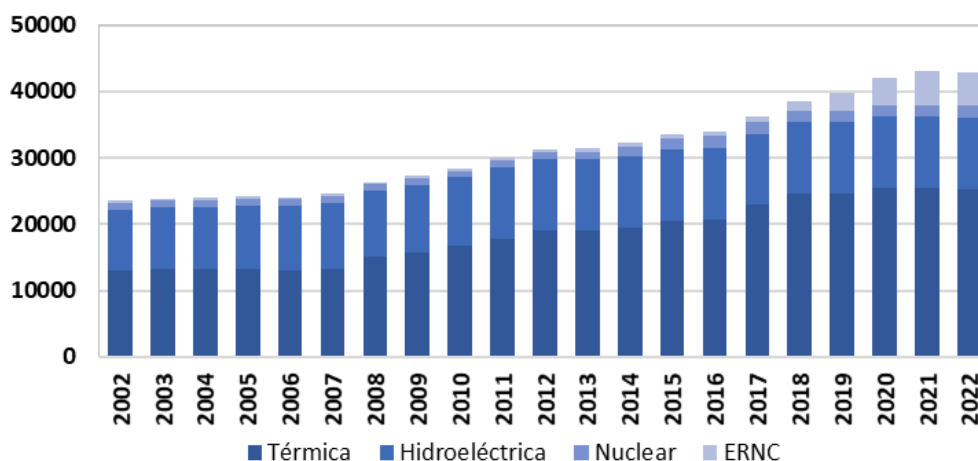
Las ofertas adjudicadas -tanto en la Resolución N° 21/16 como las Resolución N° 287/17- fueron objeto de Contratos de la Demanda Mayorista (CdD) y superaron en total 5.300 MW de capacidad instalada.

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.

Periodo 2021-2022:

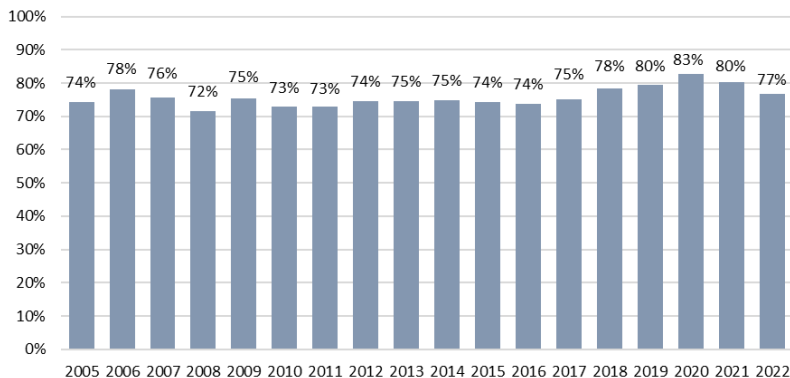
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA [MW]



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 74% de disponibilidad promedio en 2010-2017 a 80% en 2018-2022.

DISPONIBILIDAD DEL PARQUE TÉRMICO [MW]



Fuente: CAMMESA

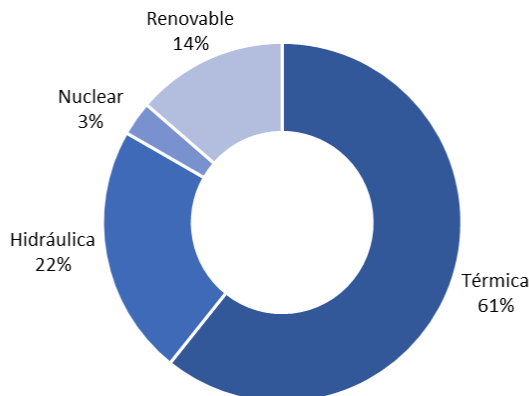
En general, el factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo, a excepción de casos puntuales en los cuales ocurran daños importantes.

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. El año 2022 registró un alto nivel de indisponibilidad de las centrales nucleares, especialmente por mantenimientos programados en todas ellas (Atucha I, II y Embalse) y la salida forzada de Atucha II por una rotura en un soporte del reactor, que la dejó fuera de servicio los últimos meses de 2022.

4. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En línea con la capacidad instalada, durante la última década, la generación térmica (aprox. 63% en promedio) fue la principal fuente de energía del sistema eléctrico argentino, seguido por la generación hidroeléctrica (26%), la energía renovable (5%) y la nuclear (5%). El gráfico a continuación muestra los valores para 2022.

GENERACIÓN 2022 [%]

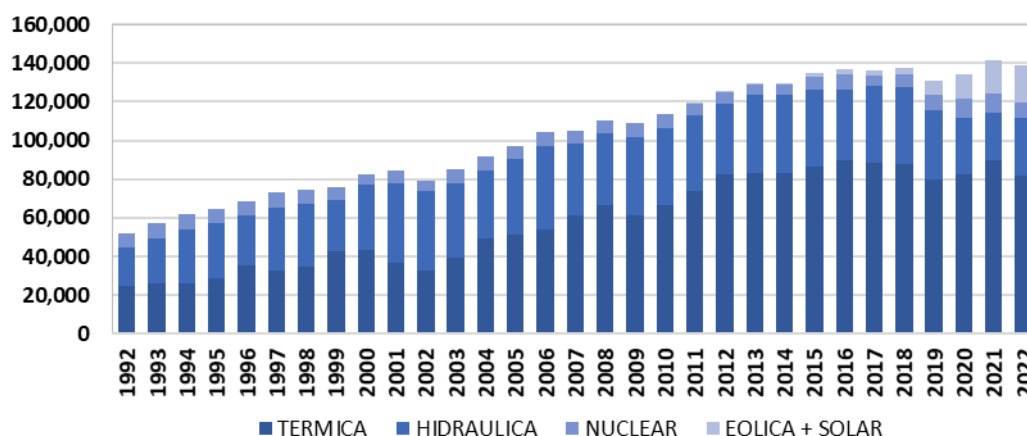


Fuente: CAMMESA

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 33 al 20%, principalmente debido a que 2020, 2021, 2022 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 2022 no fue hidrológicamente seco, por lo que el nivel de participación de la energía hidráulica volvió a niveles cercanos a la media,

con un 21% de la generación total del año. Adicionalmente, la generación a través de ERNC ha ido aumentando, considerablemente los últimos años, como consecuencia del ingreso de los proyectos de RenovAr y MATER, que pasaron de pesar menos del 2% en 2017 al 13% en diciembre del 2022, así como de la disminución de participación en energía hidroeléctrica como consecuencia de las sequías y aumento de potencia termina y renovable.

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 2022 estuvieron alrededor del 50%, la energía eólica en 2022 representó un 73% 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 62% 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.

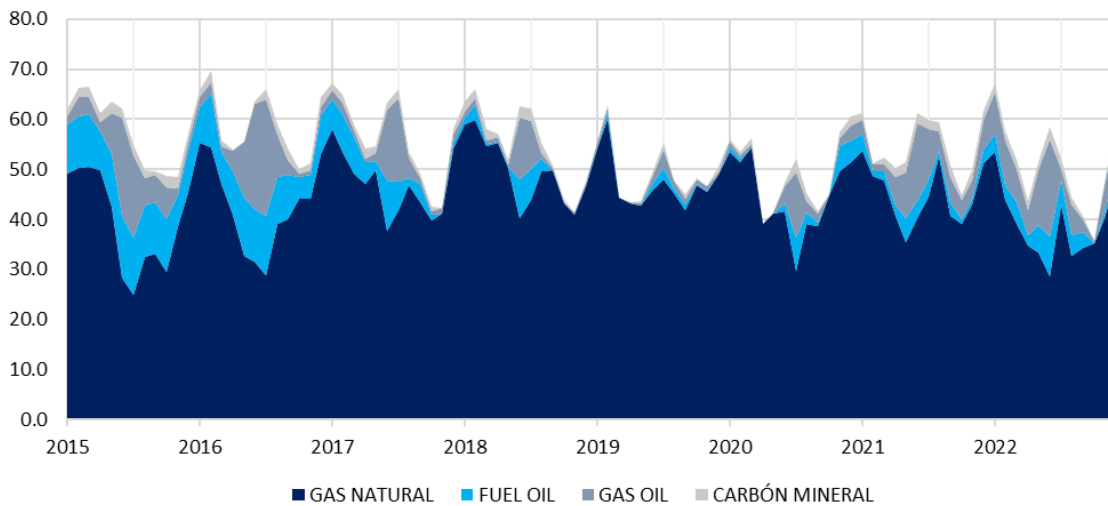
Si bien durante los 90s y parte de la primera década del siglo XXI, el principal combustible de la generación térmica fue el gas natural; a partir de 2007, las restricciones en la oferta de gas natural -primero en invierno y luego durante todo el año-, principalmente provocada por la falta de señales 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.

Debido al conflicto internacional entre Rusia y Ucrania en febrero de 2022, los precios de los combustibles aumentaron a nivel mundial. Esto ocasionó que los costos de importación de combustibles líquidos aumentaran considerablemente, lo que dificultó su obtención. Este incremento de precios del 100% respecto 2021, impactó directamente en el costo de la energía en el año 2022. La importación de grandes volúmenes de energía desde Brasil a precios menores que los combustibles líquidos fue un sustituto importante, que logró amortiguar de cierta manera el aumento del costo de la energía en Argentina.

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*” del presente Prospecto.

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 resulte por 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 aun teniendo conocimiento de dicha resolución, existiera un registro por escrito de su oposición a la resolución y si informara de su oposición a la Comisión Fiscalizadora antes de que se presente una demanda en su contra ante el Directorio, la Comisión Fiscalizadora, la Asamblea de Accionistas, el organismo gubernamental correspondiente o los tribunales. La responsabilidad de un director ante nosotros finaliza con la aprobación de su gestión por los accionistas, en una Asamblea General, siempre y cuando los accionistas que representaran al menos el 5% de nuestro capital accionario no tengan objeciones y su responsabilidad no resulte de una violación a las leyes, a nuestro estatuto social u otras regulaciones aplicables.

Conforme a las Normas de la CNV, se entenderá como “independiente” a aquel director cuya principal relación material con la emisora sea su cargo en el órgano de administración en el que se desempeña. Este, será designado teniendo en cuenta su trayectoria profesional, idoneidad, conocimientos calificados, independencia de criterio, económica y de intereses, considerando además que pueda desempeñar sus funciones de forma objetiva e imparcial. Asimismo, se entenderá que un miembro del órgano de administración no reúne la condición de independiente, cuando se den una o más de las siguientes circunstancias:

- Sea también miembro del órgano de administración de la controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico de la emisora, por una relación existente al momento de su elección o que hubiere cesado durante los 3 años inmediatamente anteriores.
- Esté vinculado a la emisora o a los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas” o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, o si estuvo vinculado a ellas por una relación de dependencia durante los últimos 3 años.
- Tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga relaciones profesionales con habitualidad y de una naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios (distintos de los correspondientes a las funciones que cumple en el órgano de administración) de, la emisora o los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta “participaciones significativas”. Esta prohibición abarca a las relaciones profesionales y pertenencia durante los últimos 3 años anteriores a la designación como director.
- En forma directa o indirecta, sea titular del 5% o más de acciones con derecho a voto y/o del capital social en la emisora o en una sociedad que tenga en ella una “participación significativa”.
- En forma directa o indirecta, venda y/o provea bienes y/o servicios -distintos a los previstos en el inciso c)- de forma habitual y de una naturaleza y volumen relevante a la emisora o a los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, por importes sustancialmente superiores a los percibidos como compensación por sus funciones como integrante del órgano de administración. Esta prohibición abarca a las relaciones comerciales que se efectúen durante los últimos 3 años anteriores a la designación como director.

- Haya sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido fondos, por importes superiores a los descriptos en el inciso I) del artículo 12 de la Resolución UIF N° 30/2011 y sus modificatorias, de la sociedad, su controlante y demás sociedades del grupo del que ella forma parte, así como de los ejecutivos principales de cualquiera de ellas.
- Reciba algún pago, incluyendo la participación en planes o esquemas de opciones sobre acciones, por parte de la sociedad o de las sociedades de su mismo grupo, distintos a los honorarios a recibir en virtud de su función de director, salvo los dividendos que le correspondan en su calidad de accionista en los términos del inciso d) y el correspondiente a la contraprestación enunciada en el inciso e).
- Se haya desempeñado como director en la emisora, su controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico por más de 10 años. La condición de director independiente se recobrará luego de haber transcurrido como mínimo 3 años desde el cese de su cargo como director.
- Sea cónyuge o conviviente reconocido legalmente, pariente hasta el tercer grado de consanguinidad o segundo grado de afinidad de individuos que, de integrar el órgano de administración, no reunirían las condiciones de independencia establecidas en esta reglamentación.

A la fecha de este Prospecto, la Sociedad no cuenta con directores que revisten la condición de independientes bajo los criterios descriptos 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 2022, el 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, los miembros del Directorio de YPF LUZ han renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. En 2022, 2021 y 2020 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 en personal permanente y temporario el cual, al 31 de diciembre de 2022, 2021, 2020, , de acuerdo a información interna de la Sociedad, fue de 366, 353 y 340, 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 366 personas distribuidas entre todas las operaciones de la Sociedad 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 50% de este personal ocupa posiciones fuera de convenio, mientras que el 50% 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	26	122	13	4	11	13	189
Dentro de convenio	95	0	35	4	25	18	177
Total	121	122	48	8	36	31	366

En el siguiente cuadro se detalla la clasificación del personal de la Sociedad en orden a sus posiciones vigentes al 31 de diciembre de 2022.

Área	Cantidad de personas
Gerencia	28
Jefatura/Supervisión	47
Coordinación/Supervisión	55
Profesionales/Analistas/Operarios	138
Técnicos	98
Pasantes	5
Total	371

La Sociedad 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

A la fecha 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. 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.

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.

Asambleas de accionistas

Para más información véase “*Información Adicional*” “*Asambleas de accionistas*” del presente Prospecto.

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).

Ninguno de los accionistas de la Sociedad podrá Transferir Participaciones Sociales, y los accionistas acuerdan que no podrán Transferirse Participaciones Sociales Indirectas, total o parcialmente, sin el consentimiento de los restantes accionistas durante el Período de Restricción.

Dichas restricciones incluyen al derecho de primera oferta y el derecho de venta conjunta. Los términos de dichas restricciones han sido incluidos en los artículos Noveno y Décimo del estatuto social.

Las restricciones aludidas no resultan de aplicación en ciertos supuestos (tal como la transferencia a Afiliadas).

Suministro preferencial

En tanto los términos aplicables al suministro en cuestión sean de mercado, sean en el mejor interés de la Sociedad y se cumplan las restantes condiciones previstas en el Acuerdo de Accionistas:

- GE tendrá el derecho preferente de suministrar a la Sociedad equipamiento (y servicios de mantenimiento del mismo) fabricado o garantizado por GE;
- YPF tendrá el derecho preferente de suministrar gas natural para las centrales de generación térmica de la Sociedad y sus subsidiarias; y
- AESA tendrá el derecho preferente de proveer servicios EPC a la Sociedad y sus subsidiarias.

No competencia y oportunidades de negocios

Con excepción de limitadas excepciones, ninguno de los accionistas de la Sociedad podrá ser ni participar en cualquier competidor de la Sociedad o titular de activos que compitan con aquellos de la Sociedad.

Asimismo, sujeto a los términos específicos del Acuerdo de Accionistas, en caso de que cualquier accionista de la Sociedad tuviera la intención de desarrollar en Argentina una oportunidad de negocio vinculada a la generación o transmisión de energía deberá comunicarlo a los restantes accionistas a efectos de determinar si la oportunidad será desarrollada por la Sociedad.

Transacciones con partes relacionadas

El siguiente es un breve resumen de ciertos arreglos, acuerdos y transacciones materiales que tenemos con partes relacionadas. También realizamos otras transacciones con partes relacionadas que no consideramos materiales.

Cabe resaltar que, de conformidad con lo previsto en el Acuerdo de Accionistas, siempre que una Clase de Acciones posea más del 24,5% del capital social de la Compañía, las transacciones que realicemos con partes relacionadas requieren la aprobación de al menos un director designado por dicha Clase de Acciones.

Hemos realizado y, en el futuro, podemos realizar transacciones con partes relacionadas. Creemos que cualquier transacción u operación con partes relacionadas que celebramos en el pasado se realizaron de acuerdo con la actividad ordinaria comercial, con el principio de igualdad de condiciones y con prácticas del mercado usuales. Conforme a los términos del pacto de accionistas celebrado entre nosotros, YPF y General Electric, AESA tiene un derecho preferencial para proveernos con servicios EPC, General Electric tiene un derecho preferencial para proveernos turbinas, generadores y otro material (y proveer servicios de mantenimiento en el respecto de ello) e YPF tiene un derecho preferencial para proveernos con gas natural a ser usado en nuestras plantas de energía térmica, en cada caso, siempre que tales ventas y servicios se realizan de acuerdo con el principio de igualdad de condiciones y conforme con nuestro mayor interés.

Nuestras transacciones con partes relacionadas se detallan en la Nota 32 a nuestros Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre de 2022. A continuación, una breve descripción de nuestras transacciones con partes relacionadas más relevantes:

Venta de electricidad a CAMMESA

Celebramos PPA con CAMMESA para nuestras plantas en operación y para nuestros proyectos. Adicionalmente, proveemos energía a CAMMESA en el marco de la Resolución N° 826/2022.

CAMMESA es nuestro principal comprador de energía. El siguiente cuadro presenta el importe de los saldos al de diciembre de 2022, 2021 y 2020 y de las transacciones realizadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 con CAMMESA.

Créditos por ventas	Otros créditos corrientes
---------------------	---------------------------

		(cifras expresadas en miles de pesos)		
		Ingresos	Compras y Servicios	Intereses
CAMMESA	31.12.2022	15.175.255	-	-
	31.12.2021	6.503.954	-	-
	31.12.2020	5.572.410	-	-
		(cifras expresadas en miles de pesos)		
CAMMESA	31.12.2022	39.305.759	206.414	1.981.860
	31.12.2021	28.685.183	177.655	1.211.000
	31.12.2020	14.914.117	169.023	670.681

PPA y otros acuerdos de servicios con YPF

Celebramos PPA 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 anualmente 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 febrero de 2023 para la provisión de ciertos servicios. Conforme al acuerdo de relación, tenemos la opción de solicitarle a YPF la provisión de servicios de recursos humanos, tecnología de información, relaciones públicas, CMASS 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. **Acuerdos de suministro con General Electric**

Con fecha 16 de febrero de 2017 aceptamos la carta oferta para la provisión de servicios de EPC de GE, para el diseño y la construcción de nuestra planta El Bracho TV. Este acuerdo EPC es un acuerdo de llave en mano e incluyó la provisión de la turbina de vapor. De conformidad con los términos de dicha carta, General Electric diseñó, construyó e instaló la turbina de vapor para completar el Ciclo Combinado de El Bracho. Según lo establecido en el acuerdo, el monto total a pagar a General Electric será de aproximadamente US\$ 273.677.000. Dicho monto se pagó en cuotas a medida que se fueron completando ciertas etapas del proyecto. Conforme a los términos del acuerdo, General Electric dará una garantía técnica hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecen penalidades por el atraso en la entrega de la central en la fecha establecida. Con fecha 23 de octubre de 2020 CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la Turbina de Vapor N° 1 de la Central Térmica El Bracho hasta una potencia máxima total de 199 MW. La Turbina de Vapor N°1 completa el ciclo combinado de El Bracho, en Tucumán, y agrega 199 MW de capacidad instalada a la turbina de gas a ciclo abierto de alta eficiencia inaugurada en 2018. De esta manera el Ciclo Combinado completo alcanzará una potencia combinada total de 473 MW.

Adicionalmente, celebramos un acuerdo de suministro con General Electric aceptando su carta de oferta de fecha 29 de diciembre de 2017, para la adquisición de una turbina de gas junto con su correspondiente generador de energía y un generador de vapor de recuperación de calor para La Plata Cogeneración II. De conformidad con los términos de dicho acuerdo, General Electric proveyó la turbina de gas y demás equipamiento FOB Puerto de Exportación el día 15 de mayo de 2019, mientras que la instalación estuvo a cargo de la empresa AESA. EL Contrato prevé multas por demora en la entrega de los equipos como asimismo sanciones por incumplimiento de la garantía de performance de los mismos. Con fecha 27 de octubre de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial hasta una potencia máxima total de 89,2 MW, del Agente Cogenerador YPF Energía Eléctrica S.A.

Por ambos contratos se otorgaron garantías, y se acordó la presentación de servicios suplementarios habituales y demás equipamiento para instalar, operar y mantener las turbinas adquiridas a General Electric.

Por otro lado, hemos celebrado diversos contratos de Operación y Mantenimiento (contratos de O&M) con General Electric para la prestación de ciertos servicios relacionados con el mantenimiento de ciertas turbinas ubicadas en las plantas San Miguel de Tucumán, Tucumán, Loma Campana I, Loma Campana II, El Bracho TG y TV y La Plata Cogeneración I y II. De conformidad con los términos de estos contratos, General Electric nos proporcionará el soporte técnico relacionado a la operación y mantenimiento de dichas turbinas, realizará el mantenimiento de las mismas y, en ciertos casos, suministrará los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios le pagaremos a General Electric (i) un monto fijo mensual por cada contrato y por cada turbina sobre la cual General Electric proporcionará sus servicios; y (ii) una tasa variable equivalente a una

cierta cantidad de horas de producción de cada turbina. Los contratos de O&M con General Electric tienen un plazo de finalización anticipado relacionado a cierto plazo (generalmente de entre 10 y 12 años dependiendo de la tecnología y la antigüedad de las turbinas que cubra cada contrato) o a un cierto monto equivalente a una cierta cantidad de horas de producción de las turbinas. Bajo algunos contratos de O&M, General Electric garantizará, siempre y cuando cumplamos con los términos y condiciones establecidos, una disponibilidad mínima de las turbinas.

Asimismo, YPF LUZ aceptó la oferta de General Electric de fecha 25 de junio 2018 y del 4 de julio 2018, relacionada con el suministro de 32 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción de un parque eólico por una potencia de 123MW situado en Los Teros I, Localidad Azul, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Este contrato reviste la modalidad de un contrato llave en mano. De conformidad con los términos de dicho contrato, General Electric diseñó, construyó, suministró e instaló los aerogeneradores del parque eólico. El monto pagado a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como para el montaje y puesta en marcha del parque eólico fue de aproximadamente US\$ 138.648.699. El precio se pagó mediante una modalidad mixta de: (i) hitos, en lo relacionado a la provisión y suministro de los aerogeneradores y sus equipos auxiliares; y (ii) por certificación de avance de obra en lo relativo al montaje y puesta en marcha de los mismos. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgó una garantía técnica de la obra y de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecen penalidades por el atraso en la entrega del parque eólico en las fechas establecidas. Con fecha 17 de septiembre de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 99,58 MW correspondientes a 26 aerogeneradores. Posteriormente se obtuvo la habilitación comercial de los restantes aerogeneradores que completan PELT I, de modo de alcanzar una potencia total de 123 MW.

Adicionalmente, YPF LUZ aceptó la oferta de General Electric de fecha 27 de febrero de 2019 relacionada con el suministro de 29 aerogeneradores, sus respectivos montajes y puesta en marcha, juntamente con todas las obras para la construcción de un parque eólico por una potencia de 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 descrito 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.

Acuerdos de préstamo con General Electric

Con fecha 27 de febrero de 2023, la Sociedad celebró con GE EFS Power Investments B.V. (en adelante “GE EFS”) un contrato de préstamo por US\$ 7,3 millones, con una tasa de interés efectiva del 0% y con vencimiento el 16 de diciembre de 2023.

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.

INFORMACIÓN CONTABLE

Estados financieros

La información financiera incluida en este Prospecto corresponde a los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

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.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Descripción de las obligaciones negociables

Introducción

En oportunidad de la emisión de cada serie de obligaciones negociables, y según sea informado en el respectivo Suplemento de Precio, podremos celebrar un convenio de fideicomiso (el “Contrato de Fideicomiso”) en beneficio de los tenedores, en virtud del artículo 13 de la Ley de Obligaciones Negociables, con una entidad financiera o firma intermediaria que se desempeñará como fiduciario (el “Fiduciario”). El Fiduciario, u otra entidad que designemos oportunamente a tales efectos, podrá también desempeñar las funciones de coagente de registro (en tal carácter, el “Coagente de Registro”), principal agente de pago (en tal carácter, el “Principal Agente de Pago” y junto con los demás agentes de pago conforme al Contrato de Fideicomiso, los “Agentes de Pago”) y agente de transferencia (en tal carácter, un “Agente de Transferencia”, y junto con cualquier otro agente de transferencia conforme al Contrato de Fideicomiso, los “Agentes de Transferencia”). En dicho contrato, si lo hubiera, se designará también un agente de registro (en tal carácter, el “Agente de Registro”), que podrá ser Agente de Pago, Agente de Transferencia y representante del Fiduciario en Argentina (en tal carácter, el “Representante del Fiduciario en Argentina”).

Las obligaciones negociables podrán ser emitidas periódicamente en una o más clases y/o series. Las obligaciones negociables de todas las clases en un mismo momento en circulación en virtud de este Programa están limitadas a un monto de capital total de US\$ 1.500.000.000 (o su equivalente en otras monedas); teniendo en cuenta que, sujeto a la previa aprobación de la CNV, podremos modificar el Programa para aumentar el capital total de obligaciones negociables que pueden ser emitidas en el marco del Programa en cualquier momento sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables. Los términos específicos de cada emisión de obligaciones negociables, incluidos, entre otros, la fecha de emisión, precio de emisión, capital, moneda de denominación y pago, vencimiento, tasa de interés o fórmula de tasa de interés, si hubiera y, de ser aplicable, las disposiciones sobre rescate, amortización e índices, serán establecidos para cada una de tales emisiones en las obligaciones negociables, según se describe en el respectivo Suplemento de Precio. Respecto de cualquier obligación negociable en particular, la descripción de las obligaciones negociables contenida en el presente está enteramente condicionada por referencia, y en tanto fuera contraria queda reemplazada, por dicha obligación negociable y el respectivo Suplemento de Precio.

Las obligaciones negociables revestirán el carácter de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento dispuestos en dicha ley. Salvo que en el respectivo Suplemento de Precio se especifique de distinto modo, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con garantía común, con al menos igual prioridad de pago en todo momento que todo otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho). De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados que tendrán prioridad de pago, con el alcance de la garantía, sobre todo nuestro otro endeudamiento no garantizado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho). Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas que estarán en todo momento sujetas al pago de nuestro endeudamiento garantizado y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestro endeudamiento no garantizado y no subordinado (así como las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho). Véase “De la Oferta y la Negociación—Rango”.

Salvo que fuera rescatada con anterioridad, una obligación negociable vencerá en la fecha especificada en el Suplemento de Precio correspondiente (el “Vencimiento Estipulado”), que tendrá lugar no antes de los 7 días hábiles de su fecha de emisión, o el plazo mínimo requerido oportunamente de acuerdo a la normativa de la CNV.

Cada obligación negociable podrá estar denominada en cualquier moneda (una “Moneda Especificada”) según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. Salvo que se detalle de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, los pagos respecto de cada obligación negociable se efectuarán en la Moneda Especificada aplicable; teniendo en cuenta que en ciertas circunstancias, según detalle el respectivo Suplemento de Precio, los pagos respecto de una obligación negociable podrán efectuarse en una moneda que no sea la Moneda Especificada de denominación, con el alcance permitido por las leyes de Argentina.

Cada obligación negociable devengará intereses, si correspondiera, a la tasa de interés o según la fórmula de tasa de interés establecida en el respectivo Suplemento de Precio. Salvo que se indique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, cada obligación negociable podrá devengar intereses a una tasa fija (una “Obligación Negociable a Tasa Fija”) o a una tasa determinada por referencia a una tasa de interés u otra fórmula de tasas de interés (una “Obligación Negociable a Tasa Variable”) o podrá no devengar intereses (una “Obligación Negociable sin Cupón de Interés”). Véase “De la Oferta y la Negociación—Tasas de Interés”.

Las obligaciones negociables también podrán emitirse con capital y/o intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en la que estén denominadas (“Obligaciones Negociables de Moneda Dual”) o relacionadas con un índice y/o una fórmula (“Obligaciones Negociables Indexadas”), en caso de estar permitido por las leyes de Argentina. Las Obligaciones Negociables de Moneda Dual y las Obligaciones Negociables Indexadas podrán ser emitidas con intereses devengados a una tasa fija o variable o

sin devengar intereses o una combinación de tales condiciones, en cuyo caso, cuando el contexto así lo permita, se aplicarán a tales Obligaciones Negociables de Moneda Dual u Obligaciones Negociables Indexadas las disposiciones relacionadas con las Obligaciones Negociables a Tasa Fija, Obligaciones Negociables a Tasa Variable, Obligaciones Negociables sin Cupón de Interés o combinación de ellas, respectivamente. Las referencias en el presente a obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada incluirán, salvo que el contexto requiera lo contrario, Obligaciones Negociables de Moneda Dual pagaderas en dicha Moneda Especificada.

Las obligaciones negociables podrán ser emitidas como Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original. Una “Obligación Negociable con Descuento de Emisión Original”, incluyendo cualquier Obligación Negociable sin Cupón de Interés, es una obligación negociable que se emite a un precio inferior a su valor nominal, y que dispone que al momento de su caducidad de plazos, rescate o recompra, el monto pagadero al tenedor de tal obligación negociable se determinará de conformidad con los términos y condiciones de dicha obligación negociable, y será un monto inferior al monto pagadero al Vencimiento Estipulado de dicha obligación negociable. Véase “*Información Adicional — Carga Tributaria*”.

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables no estarán sujetas a un fondo de amortización y no podrán ser rescatadas antes de su Vencimiento Estipulado, salvo en caso de ciertos cambios referidos a impuestos argentinos. Véase “— *De la Oferta y la Negociación - Rescate y Recompra*”.

De estar especificado en el respectivo Suplemento de Precio respecto de una serie de obligaciones negociables, periódicamente podremos sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables en circulación crear y emitir obligaciones negociables adicionales de dicha serie con los mismos términos y condiciones que las obligaciones negociables de dicha serie en todo aspecto (salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas aplicables y, de corresponder, el primer pago de intereses) y las obligaciones negociables adicionales formarán en última instancia una única serie con las obligaciones negociables de la serie respectiva que anteriormente se encontraba en circulación.

Forma y Denominación

Introducción

Salvo que la ley aplicable y el Suplemento de Precio correspondiente (dentro del marco del presente Programa) permitan lo contrario, las obligaciones negociables serán emitidas en forma de títulos nominativos sin cupones de interés (las “Obligaciones Negociables Nominativas”). De conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 24.587 y el Decreto N° 259/96, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa endosable. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente y nos resulte aplicable, sólo emitiremos Obligaciones Negociables nominativas no endosables en el marco del presente Programa. De ser nominados en el respectivo Suplemento de Precio, el Agente de Registro y el Coagente de Registro mantendrán un registro (el “Registro”), donde se asentarán los nombres y domicilios de tenedores de obligaciones negociables, los números del título y otros datos respecto de la emisión, transferencia y canje de las obligaciones negociables. En caso de que correspondiera, no se cobrarán cargos por el registro de la transferencia o canje de las obligaciones negociables, pero se podrá exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública pagadera al respecto.

El respectivo Suplemento de Precio detallará las denominaciones mínimas y las demás denominaciones de las obligaciones negociables, sujeto a la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Nominativas serán emitidas en la forma descrita a continuación, salvo que se especifique lo contrario en el respectivo Suplemento de Precio, sujeto a la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Nominativas del mismo tramo e igual plazo inicialmente vendidas en cumplimiento de la Regulación S estarán representadas por una o más Obligaciones Negociables Nominativas globales (en conjunto, una “Obligación Negociable Global de la Regulación S”), la cual será (a) depositada, según fuere el caso, en el Fiduciario en la Ciudad de Nueva York, en su carácter de custodio de The Depository Trust Company (“DTC”) o en la entidad que oportunamente se designe a tales efectos, y será registrada a nombre de un representante de DTC, en favor de Euroclear y Clearstream, o (b) depositada en un depositario común de Euroclear y/o Clearstream y registrada a nombre de dicho depositario común o su representante a favor de Euroclear y Clearstream (DTC o dicho otro depositario, denominado el “Depositario”).

Las Obligaciones Negociables Nominativas del mismo tramo o igual plazo inicialmente vendidas dentro de Estados Unidos y que reúnan las condiciones para ser vendidas en base a la Norma 144A estarán representadas por una o más Obligaciones Negociables Nominativas globales (en conjunto, una “Obligación Negociable Global de Circulación Restringida” y, junto con la Obligación Negociable Global de la Regulación S, las “Obligaciones Negociables Globales”), que serán depositadas al ser emitidas en la entidad que oportunamente se designe a tales efectos o en el Fiduciario en la Ciudad de Nueva York, en su carácter de custodio de DTC, y registradas a nombre de DTC o un representante de DTC para ser acreditadas en una cuenta de un participante directo o indirecto en DTC según se describe en el presente. Las Obligaciones Negociables Globales de Circulación Restringida (y las Obligaciones Negociables Cartulares (según se define en el presente) emitidas en su canje) estarán sujetas a ciertas restricciones sobre transferencias establecidas bajo el título “*De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia*”.

Hasta transcurridos 40 días de completarse la distribución (según certifique al Fiduciario, si lo hubiere, el respectivo colocador) de todas las obligaciones negociables de un tramo identificable (el “Período de Cumplimiento de la Circulación”), una participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global de la Regulación S podrá ser transferida a una persona que la reciba en forma de una participación en una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida del mismo tramo e igual plazo, pero únicamente al recibir el Fiduciario, si lo hubiere, una certificación escrita del cedente donde conste que dicha transferencia se realiza a una persona que, según el leal saber y entender del cedente, compra para sí o en beneficio de terceros respecto de los que tiene facultades exclusivas de decisión en materia de inversión, y que dicha persona y cada una de dichas personas es un comprador institucional calificado dentro del significado de la Norma 144A, en cada caso en una operación que cumpla los requisitos de la Norma 144A y de acuerdo con todas las leyes de títulos valores aplicables de los estados de Estados Unidos (una “Certificación de la Obligación Negociable Global de Circulación Restringida”). Después del último día del Período de Cumplimiento de la Circulación”, este requisito de certificación dejará de aplicarse a tales transferencias. Las participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida podrán ser transferidas a una persona en la forma de una participación en una Obligación Negociable Global de la Regulación S del mismo tramo e igual vencimiento, ya sea antes, después o al producirse el cierre del Período de Cumplimiento de la Circulación, pero solamente al recibir el Fiduciario, si lo hubiera, una certificación escrita del cedente donde conste que dicha transferencia se realiza de acuerdo con la Norma 903 o la Norma 904 de la Regulación S o (de estar disponible) la Norma 144 de la Ley de Títulos Valores Estadounidense (una “Certificación de la Obligación Negociable Global de la Regulación S”). Cualquier participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global que sea transferida a una persona que la recibe en la forma de una participación en otra Obligación Negociable Global de igual tramo e idéntico vencimiento dejará, al tener lugar la transferencia, de constituir una participación en dicha Obligación Negociable Global y se convertirá en una participación en dicha otra Obligación Negociable Global y, en consecuencia, a partir de allí estará sujeta a todas las restricciones sobre transferencias y demás procedimientos aplicables a participaciones beneficiarias en dicha otra Obligación Negociable Global en tanto permanezca revistiendo tal carácter.

Obligaciones Negociables Globales

Una Obligación Negociable Global no podrá ser transferida salvo en forma total por su Depositario a un representante de dicho Depositario o por un representante de tal Depositario a éste o a otro representante de éste, o por el Depositario o cualquiera de tales representantes a un sucesor del Depositario o un representante de dicho sucesor.

Al emitirse una Obligación Negociable Global, DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso, acreditarán en su registro escritural y sistema de transferencia, los respectivos montos de capital de las obligaciones negociables representadas por dicha Obligación Negociable Global en las cuentas de entidades que mantengan cuentas en DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso (“participantes”). Las cuentas a acreditar serán designadas por los colocadores de tales obligaciones negociables o por nosotros, si dichas Obligaciones Negociables fueran ofrecidas y vendidas directamente por nosotros. La titularidad de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global estará limitada a participantes o personas que puedan mantener participaciones a través de participantes. La titularidad de participaciones en dichas Obligaciones Negociables Globales constará, y la transferencia de tal titularidad se efectuará únicamente a través de registros que mantenga DTC, Euroclear o Clearstream, según sea el caso (respecto de las participaciones de los participantes), o los participantes o personas que ejerzan la tenencia a través de los participantes (con respecto a las participaciones de personas que no sean participantes). Las leyes de algunos estados requieren la entrega física de títulos valores de dichos títulos en forma definitiva. Tales limitaciones y dichas leyes pueden afectar la capacidad para transferir participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global.

Mientras un Depositario, o su representante, sea el tenedor de una Obligación Negociable Global, dicho Depositario o su representante, según fuera el caso, será considerado el único tenedor o titular registral de las obligaciones negociables representadas por dicha Obligación Negociable Global a todos los efectos que pudieran corresponder bajo el Contrato de Fideicomiso. Salvo lo establecido en el presente bajo el título “—Obligaciones Negociables Cartulares”, los titulares de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global no tendrán derecho a que las obligaciones negociables estén representadas por dicha Obligación Negociable Global registrada a su nombre, no recibirán ni tendrán derecho a recibir la entrega física de obligaciones negociables de dicha serie en forma de título definitivo y no serán considerados sus titulares o tenedores bajo el Contrato de Fideicomiso.

Los pagos de capital y prima (si hubiera) e intereses sobre las obligaciones negociables registradas a nombre o mantenidas por un Depositario o su representante serán efectuados a dicho Depositario o su representante, según fuera el caso, como el titular registral o el tenedor de la Obligación Negociable Global que represente tales obligaciones negociables. Ni nosotros, ni el Fiduciario, si lo hubiera, ni ningún Agente de Pago, tendrán responsabilidad u obligación alguna por ningún aspecto de los registros relacionados con o los pagos efectuados a cuenta de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global ni por mantener, supervisar o revisar los registros relacionados con dichas participaciones beneficiarias.

Consideramos que DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso, al recibir un pago de capital o prima (si hubiera) o de intereses respecto de una Obligación Negociable Global, acreditará inmediatamente las cuentas de participantes con pagos por los montos proporcionales a sus respectivas participaciones beneficiarias en el capital de dicha Obligación Negociable Global según conste en los registros de DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso. También prevemos que los pagos de participantes a titulares de participaciones beneficiarias en dicha Obligación Negociable Global mantenida a través de dichos participantes se registrarán por las

instrucciones vigentes y prácticas habituales, como es el caso en la actualidad de títulos valores mantenidos por cuentas de comitentes al portador o registrados a nombre del operador, y serán responsabilidad de dichos participantes.

Obligaciones Negociables Cartulares

Las participaciones en una Obligación Negociable Global depositada en DTC o Euroclear y/o Clearstream serán canjeadas por Obligaciones Negociables Cartulares solamente si (i) en el caso de una Obligación Negociable Global depositada en DTC, DTC notificara a nosotros y al Fiduciario, si lo hubiere, que no tiene intención o no puede continuar desempeñándose como depositario de dicha Obligación Negociable Global, o en cualquier momento DTC dejara de ser una “cámara de compensación” registrada bajo la Ley del Mercado de Valores de 1934 de Estados Unidos y sus modificatorias (“Ley del Mercado de Valores Estadounidense”) y no designáramos un depositario sucesor así registrado dentro de los 90 días de dicha notificación, o (ii) en el caso de una Obligación Negociable Global depositada en Euroclear y/o Clearstream, si el(los) sistema/s de compensación a través del/los cual(es) se realiza la compensación y liquidación estuviera(n) cerrado(s) por un período ininterrumpido de 14 días (salvo feriados, oficiales o de otro tipo) o anunciaran su intención de dejar de operar permanentemente o de hecho así lo hiciera(n), (iii) hubiera ocurrido y se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento, o (iv) a nuestra sola consideración, notificáramos al Fiduciario, si lo hubiere, por escrito que Obligaciones Negociables Cartulares serán entregadas en canje por dicha Obligación Negociable Global. En el caso de Obligaciones Negociables Cartulares emitidas en canje de una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida, dichos títulos llevarán y estarán sujetos a una leyenda referida en “Restricciones a la Transferencia”.

Según fuere el caso, ni el Fiduciario (si lo hubiera), ni ningún Agente de Transferencia, o quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente, estará obligado a registrar la transferencia o canje de Obligaciones Negociables Cartulares en el período de 15 días anterior a cualquier fecha de pago de intereses, o durante el período de 30 días anterior a cualquier fecha establecida para el pago de capital o registrar la transferencia o canje de Obligaciones Negociables Cartulares previamente llamadas a rescate u ofrecidas para su recompra.

Las Obligaciones Negociables Cartulares podrán ser presentadas para el registro de su transferencia o para su canje por nuevas Obligaciones Negociables Cartulares de denominaciones autorizadas, según fuere el caso, en las oficinas fiduciarias del Fiduciario (si lo hubiera), o en las oficinas de cualquier Agente de Transferencia, o quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente. Con la transferencia, canje o reemplazo de Obligaciones Negociables Cartulares que lleven una leyenda de circulación restringida, o ante la solicitud específica de eliminar dicha leyenda, entregaremos únicamente Obligaciones Negociables Cartulares que lleven dicha leyenda, o nos negaremos a eliminarla, según fuera el caso, salvo que se nos entregue prueba satisfactoria, que podrá incluir una opinión de asesores legales de Nueva York, que razonablemente pudiera requerir, en el sentido que ni la leyenda ni las restricciones sobre transferencias allí establecidas son necesarias para asegurar el cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. En el caso de una transferencia de un monto menor al capital de cualquier Obligación Negociable Cartular, se emitirá una nueva Obligación Negociable Cartular a favor del cesionario respecto del monto transferido y otra Obligación Negociable Cartular a favor del cedente respecto de la porción no transferida. Tales nuevas obligaciones negociables estarán disponibles dentro de los 3 Días Hábiles en las oficinas del Fiduciario, si lo hubiera, o en las oficinas de cualquier Agente de Transferencia, o de quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente.

No se cobrarán cargos por el registro de transferencia o canje de obligaciones negociables; sin embargo, tanto nosotros como el Fiduciario, si lo hubiere, podremos exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto de sellos u otra carga pública pagadera al respecto.

Reemplazo de Obligaciones Negociables

Las obligaciones negociables total o parcialmente destruidas, pérdidas o sustraídas serán reemplazadas contra entrega al Fiduciario, si lo hubiere, o a la entidad que oportunamente designemos, de las obligaciones negociables o contra entrega a nosotros y al Fiduciario (si lo hubiere) de prueba, a satisfacción de ambos, de la pérdida, sustracción o destrucción total. En el caso de pérdida, sustracción o destrucción total de una obligación negociable, antes de emitirse una obligación negociable de reemplazo, se podrá exigir al tenedor de dicha obligación negociable una indemnización a su cargo, a satisfacción nuestra y del Fiduciario, si lo hubiere. Al emitirse una nueva obligación negociable, podremos requerir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública que corresponda y cualquier otro gasto (incluidos los honorarios y los gastos del Fiduciario, si lo hubiere, sus asesores legales y sus agentes) al respecto.

El procedimiento se llevará a cabo en virtud de lo establecido por los artículos 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación.

En todos los casos el titular o portador legítimo de las obligaciones negociables deberá denunciar el hecho al emisor y al Fiduciario (si lo hubiere) a través de nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la autoridad pública de control o la entidad en que se negocien las obligaciones negociables. A su vez, deberá acompañar una suma suficiente, a criterio del emisor y al Fiduciario (si lo hubiere), para satisfacer los gastos de publicación y correspondencia.

La denuncia debe contener:

- la individualización de las obligaciones negociables, indicando, en su caso, denominación, valor nominal, serie y numeración;
- la manera como adquirió la titularidad, posesión o tenencia de las obligaciones negociables y la época y, de ser posible, la fecha de los actos respectivos;
- fecha, forma y lugar de percepción del último dividendo, interés, cuota de amortización o del ejercicio de los derechos emergentes de las obligaciones negociables;
- enunciación de las circunstancias que causaron la pérdida, sustracción o destrucción. Si la destrucción fuera parcial, debe exhibir los restos de las obligaciones negociables en su poder;
- constitución de domicilio especial en la jurisdicción donde tuviera la sede el emisor o, en su caso, en el lugar de pago.

El emisor, el Fiduciario (si lo hubiere) o la entidad que reciba la denuncia deberán suspender de inmediato los efectos de las obligaciones negociables con respecto a terceros, bajo responsabilidad del peticionante, y entregar al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta.

El emisor deberá publicar en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación en la República, por un día, un aviso que debe contener el nombre, documento de identidad y domicilio especial del denunciante, así como los datos necesarios para la identificación de las obligaciones negociables comprendidas, e incluir la especie, numeración, valor nominal y cupón corriente de las obligaciones negociables, en su caso y la citación a quienes se crean con derecho a ellos para que deduzcan oposición, dentro de los 60 días. Las publicaciones deben ser diligenciadas por el emisor dentro del día hábil siguiente a la presentación de la denuncia.

Además de las publicaciones mencionadas, el emisor o la entidad que recibe la denuncia, está obligado a comunicarla a la entidad en la que coticen más cercana a su domicilio y, en su caso, al emisor en el mismo día de su recepción. La entidad debe hacer saber la denuncia, en igual plazo, al órgano de contralor de los mercados de valores, a las cajas de valores, y a las restantes entidades expresamente autorizadas por la ley especial o la autoridad de aplicación en que coticen los títulos valores.

Las entidades expresamente autorizadas por la ley especial o la autoridad de aplicación en que se negocian las obligaciones negociables, deberán publicar un aviso en su órgano informativo o hacerlo saber por otros medios adecuados, dentro del mismo día de recibida la denuncia o la comunicación pertinente.

Cumplíndose con las condiciones previstas en el artículo 1861 del Código Civil y Comercial de la Nación, el emisor deberá extender directamente un nuevo título valor definitivo a nombre del titular registrado y dejar constancia de los gravámenes existentes.

Rango

Las obligaciones negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. En particular, el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que, en caso de incumplimiento por nuestra parte en el pago de cualquier monto adeudado conforme a una obligación negociable de cualquier serie, el tenedor de dicha obligación negociable tendrá derecho a accionar por vía ejecutiva para obtener el pago de cualquier monto adeudado conforme a las obligaciones negociables.

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con nuestra garantía común, y tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás deudas no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, inclusive, entre otros, las acreencias por impuestos y de índole laboral).

De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados y tendrán prioridad de pago, con el alcance de la garantía, sobre toda su otra deuda no garantizada, presente y futura (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. Además de la prioridad de ciertos otros créditos descripta en los párrafos anteriores, las obligaciones negociables subordinadas estarán en todo momento, sujetas al pago de nuestra deuda garantizada y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestra deuda no garantizada y no subordinada (así como las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Tasas de Interés

Introducción

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, cada Obligación Negociable a Tasa fija u Obligación Negociable a Tasa Variable devengará intereses a partir (e incluyendo) la fecha de emisión o cualquier otra fecha (la "Fecha de Inicio del Período de Intereses") especificada en el respectivo Suplemento de Precio o desde la última fecha de pago de intereses (o, si dicha obligación negociable es una Obligación Negociable a Tasa Variable y el Período de Redeterminación de

Intereses fuera diario o semanal, a partir del día siguiente a la última Fecha de Registro Regular) (según se define más adelante) hasta la que se hubieran pagado o debidamente dispuesto el pago de intereses sobre dicha obligación negociable a la tasa fija anual, o a la tasa anual determinada según la fórmula de tasas de interés, allí establecida y en el respectivo Suplemento de Precio, hasta el pago o la disposición del pago de su capital. Los intereses se pagarán en la o las fechas especificadas en el respectivo Suplemento de Precio (una “Fecha de Pago de Intereses”) y al Vencimiento Estipulado o en caso de caducidad de plazos, rescate o recompra, según se especifica bajo el título “Pago de Capital e Intereses”, más adelante.

Cada obligación negociable a interés devengará intereses (a) a una tasa fija o (b) a una tasa variable determinada por referencia a una tasa de interés base internacional (una “Obligación Negociable a Tasa Variable Internacional”), la Tasa del Tesoro (una “Obligación Negociable a Tasa del Tesoro”) o cualquier otra tasa de interés que se consigne en el respectivo Suplemento de Precio, la cual podrá ser ajustada agregando o restando el Margen y/o multiplicando por el Multiplicador del Margen. El “Margen” es la cantidad de puntos básicos especificada en el respectivo Suplemento de Precio aplicable a la tasa de interés de dicha obligación negociable, y el “Multiplicador del Margen” es el porcentaje especificado en el respectivo Suplemento de Precio como aplicable a la tasa de interés de dicha obligación negociable. Una Obligación Negociable a Tasa Variable también podrá reunir una o ambas de las siguientes condiciones según se especifique en el Suplemento de Precio aplicable: (a) una limitación numérica máxima a la tasa de interés, o tope, sobre la tasa de interés que podrá devengarse durante cualquier período de intereses (una “Tasa Máxima”), y (b) una limitación numérica mínima a la tasa de interés, o piso, sobre la tasa de interés que podrá devengarse durante cualquier período de intereses (una “Tasa Mínima”).

Las siguientes definiciones generales se emplean en este capítulo:

“Día Hábil” significa, salvo que el respectivo Suplemento de Precio defina lo contrario, cualquier día, salvo sábados o domingos, que no sea feriado oficial ni un día en que los bancos comerciales están autorizados u obligados por ley, norma o decreto del poder ejecutivo a cerrar en la Ciudad de Nueva York o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; teniendo en cuenta que, respecto de obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea el dólar estadounidense, que tampoco sea un día en que los bancos comerciales están autorizados u obligados por ley, norma o decreto del poder ejecutivo a cerrar en el principal centro financiero del país que emite la Moneda Especificada (si la Moneda Especificada fuera el euro, el día que también sea un día en que está abierto el sistema TARGET- Sistema Transeuropeo Automatizado de Transferencias Rápidas con Liquidación Bruta en Tiempo Real (una “Fecha de Liquidación del Sistema TARGET”), y teniendo en cuenta, asimismo, que respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable Internacional, que también sea un Día Hábil Bancario en Londres.

“Día Hábil Bancario en Londres” significa cualquier día en que se realizan operaciones de depósitos en dólares en el mercado interbancario de Londres.

“Vencimiento del Índice” significa, respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable, el período hasta el vencimiento del instrumento u obligación sobre la que se basa la fórmula de tasas de interés, según especifique el respectivo Suplemento de Precio.

La entidad que oportunamente designemos a tales efectos, o el Fiduciario, si así oportunamente lo acordamos, se desempeñará como el agente de cálculo (el “Agente de Cálculo”) respecto de las Obligaciones Negociables a Tasa Variable.

Obligaciones Negociables a Tasa Fija

Las Obligaciones Negociables a Tasa Fija devengarán intereses a partir (e incluyendo) la Fecha de Inicio del Período de Intereses especificada en el respectivo Suplemento de Precio, a la o las tasas anuales especificadas (la “Tasa de Interés Fija”), pagaderos por período vencido en la(s) Fecha(s) de Pago de Intereses de cada año y en el Vencimiento Estipulado o en caso de rescate, recompra o caducidad de plazos, en la fecha en que se produzca tal rescate, recompra o caducidad de plazos. El primer pago de intereses se realizará en la Fecha de Pago de Intereses inmediata siguiente a la Fecha de Inicio del Período de Intereses y, si el período a partir de la Fecha de Inicio del Período de Intereses hasta la Fecha de Pago de Intereses fuera diferente al período comprendido entre las Fechas de Pago de Intereses posteriores, será igual al “Monto Discriminado Inicial” especificado en el respectivo Suplemento de Precio. Si el Vencimiento Estipulado no fuera una Fecha de Pago de Intereses, los intereses desde e incluyendo la Fecha de Pago de Intereses anterior (o la Fecha de Inicio del Período de Intereses, según fuera el caso) hasta el Vencimiento Estipulado, exclusive, equivaldrán al “Monto Discriminado Final” especificado en el respectivo Suplemento de Precio.

Obligaciones Negociables a Tasa Variable

Introducción

El respectivo Suplemento de Precio relacionado con una Obligación Negociable a Tasa Variable designará una tasa de interés base (la “Tasa de Interés Base”) para dicha Obligación Negociable a Tasa Variable. La Tasa de Interés Base para cada Obligación Negociable a Tasa Variable será: (a) una tasa variable internacional, en cuyo caso dicha obligación negociable será una Obligación Negociable a Tasa Variable Internacional; (b) la Tasa del Tesoro, en cuyo caso dicha obligación negociable será una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro; o (c) otra tasa de interés base establecida en el Suplemento de Precio que corresponda. El Suplemento de Precio de una Obligación Negociable a Tasa Variable también especificará, de ser aplicable, el Agente de Cálculo, el Vencimiento del Índice, el Margen y/o el Multiplicador del Margen, la Tasa Máxima, la Tasa Mínima, las Fechas de Registro Regular y la Tasa de Interés Inicial, las Fechas de Pago de Intereses, las Fechas de Cálculo, las Fechas de Determinación de Intereses, el Período de

Redeterminación de Intereses y las Fechas de Redeterminación de Intereses (cada una, según se define más adelante) respecto de dicha obligación negociable.

La tasa de interés de cada Obligación Negociable a Tasa Variable será recalculada y tendrá vigencia en forma diaria, semanal, mensual, trimestral, semestral o anual o con cualquier otra frecuencia según especifique el respectivo Suplemento de Precio (cada uno, un “Período de Redeterminación de Intereses”); teniendo en cuenta, no obstante, que (a) la tasa de interés vigente desde la fecha de emisión hasta la primera Fecha de Redeterminación de Intereses respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable será la tasa de interés inicial según se establezca en el respectivo Suplemento de Precio (la “Tasa de Interés Inicial”), y (b) salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, la tasa de interés vigente para los 10 días inmediatamente anteriores al Vencimiento Estipulado de una obligación negociable será la vigente el décimo día anterior a dicho Vencimiento Estipulado. Las fechas en las que se calculará nuevamente la tasa de interés (cada una, una “Fecha de Redeterminación de Intereses”) estarán especificadas en el respectivo Suplemento de Precio. Si cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses para cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable no fuera un Día Hábil respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable, la Fecha de Redeterminación de Intereses para dicha Obligación Negociable a Tasa Variable será pospuesta al primer día que fuera Día Hábil respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable, salvo que, en el caso de una Obligación Negociable a Tasa Variable Internacional, si dicho Día Hábil estuviera comprendido en el mes calendario posterior, dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será el Día Hábil inmediato anterior.

Salvo que el respectivo Suplemento de Precio establezca de distinto modo, las “Fechas de Determinación de Intereses” serán las consignadas a continuación. La Fecha de Determinación de Intereses correspondiente a una Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa Variable Internacional (la “Fecha de Determinación de Intereses a Tasa Variable Internacional”) será el segundo Día Hábil anterior a dicha Fecha de Redeterminación de Intereses. La Fecha de Determinación de Intereses correspondiente a una Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro (la “Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro”) será el día de la semana en la que recayera dicha Fecha de Redeterminación de Intereses y en la que normalmente habría subastas de letras del Tesoro. Las letras del Tesoro son vendidas generalmente en subasta pública el lunes de cada semana, salvo que fuera feriado oficial, en cuyo caso la subasta generalmente se realiza el siguiente martes, salvo que dicha subasta pudiera realizarse el viernes anterior. Si, como resultado de un feriado oficial, se realiza una subasta el viernes anterior, ese viernes será la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro correspondiente a la Fecha de Redeterminación de Intereses de la semana inmediata posterior. Si una subasta recayera en cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro, dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será en cambio el primer Día Hábil inmediatamente posterior a la fecha de dicha subasta.

Todos los porcentajes resultantes de los cálculos referidos en este prospecto serán redondeados, de ser necesario, al cienmilésimo de un punto porcentual más cercano, redondeando hacia arriba los cinco millonésimos de un punto porcentual (por ejemplo, redondeando 9,876545% (o 0,09876545) a 9,87655% (o 0,0987655)), y todos los montos en la Moneda Especificada utilizados o resultantes de dichos cálculos serán redondeados al centavo más cercano (redondeando hacia arriba la mitad del centavo) o al equivalente más cercano en Monedas Especificadas que no sean el dólar estadounidense.

Además de cualquier Tasa Máxima que pudiera ser aplicable a cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable según las disposiciones anteriores, la tasa de interés sobre Obligaciones Negociables a Tasa Variable en ningún caso será mayor que la tasa de interés máxima permitida por la ley aplicable.

A solicitud del tenedor de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable, el Agente de Cálculo suministrará la tasa de interés en ese momento vigente y, de estar determinada, la tasa de interés que entrará en vigencia en la próxima Fecha de Redeterminación de Intereses respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable. La determinación del Agente de Cálculo de cualquier tasa de interés será definitiva y obligatoria salvo error manifiesto.

El Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, nos notificará y notificará al Fiduciario, si lo hubiere, de la tasa de interés y el monto de intereses para cada período de intereses y la respectiva Fecha de Pago de Intereses, a la brevedad posible luego de su determinación pero siempre dentro de los cuatro Días Hábiles siguientes y, en el caso de obligaciones negociables admitidas al régimen de cotización de BYMA, MAE o la Bolsa de Valores de Luxemburgo, no más allá del primer día del respectivo Período de Redeterminación de Intereses. Dicha notificación se hará de acuerdo con las disposiciones de las Obligaciones Negociables relacionadas con las notificaciones a tenedores de Obligaciones Negociables. Véase “*De la Oferta y la Negociación —Notificaciones*”. El monto de intereses y la Fecha de Pago de Intereses podrá ser modificada posteriormente (o podrán celebrarse acuerdos alternativos por vía de ajuste) sin notificación en caso de una prórroga o reducción del Período de Redeterminación de Intereses.

La forma en la que se determinará la tasa de interés de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable que no sea una Obligación Negociable a Tasa Variable Internacional o una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro se consignará en el respectivo Suplemento de Precio.

Obligaciones Negociables a Tasa Variable Internacional

Las Obligaciones Negociables a Tasa Variable Internacional devengarán intereses a las tasas de interés (calculadas con referencia a la tasa variable internacional que se indique y el Margen y/o el Multiplicador del Margen, si hubiera, sujeto a la Tasa Máxima o a la Tasa Mínima, si hubiera) y serán pagaderos en las fechas especificadas en el anverso de la Obligación Negociable a Tasa Variable Internacional y en el Suplemento de Precio que corresponda, según se indique en el suplemento de precio correspondiente.

Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro

Las Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro devengarán intereses a las tasas de interés (calculadas con referencia a la Tasa del Tesoro y al Margen y/o Multiplicador del Margen, si hubiera, sujeto a la Tasa Máxima o Tasa Mínima, si hubiera) y serán pagaderos en las fechas especificadas en el Suplemento de Precio correspondiente. Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, la “Fecha de Cálculo” respecto de una Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro será el décimo día posterior a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, o si ese día no fuera Día Hábil, el Día Hábil inmediato siguiente.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, “Tasa del Tesoro” significa, respecto de cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses, la tasa para la subasta, en la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro correspondiente, de obligaciones directas de los Estados Unidos (“Letras del Tesoro”) con el Vencimiento del Índice especificado en el Suplemento de Precio correspondiente, según aparezca dicha tasa en (i) la página “RTRTSY1” o “RTRTY2”, según corresponda, de *Reuters Monitor Money Rates Service* (u otras páginas que puedan reemplazarla en ese servicio), o (ii) la página “BTMM” o “PX1”, según corresponda, del Servicio Bloomberg (u otras páginas que puedan reemplazarla en ese servicio). En el caso de que dicha tasa no figurara a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la tasa para esa fecha publicada en la Actualización Diaria H.15 bajo el título “títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro – Subasta alta”. En el caso de que estas tasas no aparecieran o fueran publicadas antes de las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la “Tasa de Inversión” (expresada como un rendimiento equivalente al bono, sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, y aplicado sobre una base diaria) según lo anunciado por el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos para la subasta realizada en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, disponible actualmente en Internet en: <http://www.publicdebt.treas.gov/AI/OFBills>. En el caso de que los resultados de la subasta de Letras del Tesoro que tengan Vencimiento del Índice en el Suplemento de Precio correspondiente no sean publicados o informados según lo establecido anteriormente a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Cálculo o si no se llevara a cabo dicha subasta en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro será calculada por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, y será la tasa para dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado (expresado como un rendimiento equivalente al bono, sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, y aplicado sobre una base diaria) según lo publicado en H.15(519), bajo el título “Títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro (mercado secundario)”. En el caso de que estas tasas no figuraran o no fueran publicadas a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la tasa para dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado según lo publicado en la Actualización Diaria H.15 u otra fuente electrónica reconocida utilizada a los fines de exhibir dicha tasa, bajo el título “Títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro (mercado secundario)”. En el caso de que estas tasas no figuraran o no fueran publicadas antes de las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, la Tasa del Tesoro será calculada por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, y constituirá un rendimiento al vencimiento (expresada como un rendimiento equivalente al bono sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, aplicado sobre una base diaria) de la media aritmética de las tasas compradoras del mercado secundario, antes de las 15.30 horas aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, cotizadas por 3 colocadores de primera línea de títulos del gobierno de los Estados Unidos elegidos por el Agente de Cálculo, o por quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, con nuestra aprobación (que no podrá denegarse sin motivo suficiente) para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado; teniendo en cuenta que, si los colocadores elegidos, según lo mencionado, por el Agente de Cálculo, o por quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio con nuestra aprobación (que no podrá denegarse sin motivo suficiente) no estuvieran cotizando tasas según lo mencionado en esta oración, la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la Tasa del Tesoro vigente en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro.

Pago de Capital e Intereses

Introducción

Los intereses (y capital, prima y Montos Adicionales, si hubiera, pagadero en otra oportunidad que no sea al Vencimiento Estipulado o luego de la caducidad de plazos, rescate o recompra) serán pagaderos en fondos de inmediata disponibilidad a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada una obligación negociable al cierre de actividades en la Fecha de Registro Regular inmediatamente anterior a cada Fecha de Pago de Intereses, independientemente de la cancelación de dichas obligaciones negociables al momento de su transferencia o canje posterior a dicha Fecha de Registro y antes de dicha Fecha de Pago de Intereses; sujeto a que, los intereses pagaderos al Vencimiento Estipulado o al momento de la caducidad de plazos o rescate o recompra serán pagaderos a la persona a quien se adeude el capital; sujeto, además, a que, si y en la medida en que no cumplamos con el pago de intereses (y Montos Adicionales, si hubiera) adeudados en dicha Fecha de Pago de Intereses, dichos intereses en mora (y Montos Adicionales, si hubiera) serán pagados a la persona a cuyo nombre estuvieran registradas dichas obligaciones negociables al cierre de una fecha de registro posterior a la que establezcamos al efecto mediante notificación que enviemos por correo a los tenedores de las obligaciones negociables, o en su representación, como mínimo 15 días antes de dicha fecha de registro posterior, no pudiendo tener lugar dicha fecha de registro menos de 15 días antes de la fecha de pago de los intereses en mora. Conforme se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, el capital, los intereses (y los Montos Adicionales, si hubiera) también podrán ser pagaderos en especie mediante la emisión de obligaciones negociables adicionales o de otro modo. Salvo cuando se especificará de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, el primer pago de intereses sobre cualquier obligación negociable originalmente emitida entre una Fecha de Registro Regular y una Fecha de Pago de Intereses será efectuado en la Fecha de Pago de Intereses siguiente a la primera Fecha de Registro Regular siguiente al titular registral al cierre de actividades de la Fecha de Registro Regular siguiente. Salvo que se indicara de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio y obligación negociable, la “Fecha de Registro Regular” respecto de cualquier obligación negociable será la fecha que opere 15 días calendario previos a cada Fecha de Pago de Intereses, sea o no Día Hábil.

El pago de capital y cualquier prima, intereses, Montos Adicionales y otros montos sobre cualquier Obligación Negociable Nominativa o respecto de ella al Vencimiento Estipulado, o en caso de caducidad de plazos, rescate o recompra, será efectuado en fondos de inmediata disponibilidad a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada dicha obligación negociable al momento de su entrega en las oficinas fiduciarias del Fiduciario, si lo hubiere, la oficina del Agente de Pago situada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o en la oficina especificada de cualquier otro Agente de Pago o la oficina que a tales efectos se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, siempre que la Obligación Negociable Nominativa sea presentada al Agente de Pago puntualmente para que éste realice dichos pagos en tales fondos de acuerdo con sus procedimientos habituales. Los pagos de capital y cualquier prima, intereses, Montos Adicionales y otros montos sobre las Obligaciones Negociables Nominativas o respecto de ellas a ser efectuados en otra oportunidad que no sea el Vencimiento Estipulado o al momento del rescate o recompra serán efectuados mediante cheque enviado por correo en la fecha de vencimiento de dichos pagos o antes al domicilio de la persona con derecho a ellos según aparezca en el Registro; teniendo en cuenta que (a) el Depositario correspondiente, como tenedor de las Obligaciones Negociables Globales, tendrá derecho a recibir los pagos de intereses mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad, (b) un tenedor de US\$ 1.000.000 (o su equivalente aproximado en una Moneda Especificada que no sea dólares) de capital o valor nominal total de obligaciones negociables tendrá derecho a recibir los pagos de intereses mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad a una cuenta que mantenga dicho tenedor en un banco ubicado en los Estados Unidos o Argentina según pueda haber sido designado en la forma apropiada por dicha persona al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente se designe a tales efectos, por escrito a más tardar 15 días antes de la fecha de vencimiento de dicho pago, y (c) en tanto el tenedor de una Obligación Negociable Nominativa emitida y denominada en una Moneda Especificada que no sea dólares optara por recibir el pago de capital e intereses al Vencimiento Estipulado o al momento de su rescate o recompra en dicha Moneda Especificada, dicho pago, salvo en las circunstancias que se describen en el Suplemento de Precio correspondiente, será efectuado mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad a una cuenta especificada por escrito como mínimo 15 días antes del Vencimiento Estipulado por el tenedor al Fiduciario, si lo hubiese, o a nosotros, conforme se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente. Salvo cuando se revocará dicha designación, la designación efectuada por dicho tenedor respecto de dichas obligaciones negociables continuará vigente respecto de los pagos futuros de dichas obligaciones negociables pagaderas a tal tenedor.

Los pagos de intereses sobre cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija u Obligación Negociable a Tasa Variable respecto de cualquier Fecha de Pago de Intereses incluirán los intereses devengados hasta dicha Fecha de Pago de Intereses, exclusive; teniendo en cuenta, sin embargo, que salvo que se especifique de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, si las Fechas de Redeterminación de Intereses respecto de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable fueran diarias o semanales, los intereses pagaderos sobre dicha obligación negociable en cualquier Fecha de Pago de Intereses, con la excepción de intereses pagaderos en la fecha en que deba pagarse el capital de dicha obligación negociable, incluirán intereses devengados hasta el día siguiente de la Fecha de Registro Regular inmediata anterior, exclusive.

Respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable, los intereses devengados desde la fecha de emisión o desde la última fecha en la cual se hubieran pagado intereses se calculan multiplicando el capital o valor nominal de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable por un factor de interés devengado. Dicho factor de interés devengado se computa sumando el factor de interés calculado por cada día desde la fecha de emisión o desde la última fecha en la que se hubieran pagado intereses hasta pero excluyendo la fecha para la cual se calculan los intereses devengados. Salvo que se especificara de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio y obligación negociable, el factor de interés (expresado como un decimal) para cada día se computa dividiendo la tasa de interés

(expresada como un decimal) aplicable a dicha fecha por 360, en el caso de las Obligaciones Negociables a Tasa Variable Internacional, o por la cantidad real de días en el año, en el caso de Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, los intereses sobre las Obligaciones Negociables a Tasa Fija serán calculados sobre la base de un año de 360 días con 12 meses de 30 días cada uno y, en el caso de un mes incompleto, la cantidad de días transcurridos.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, si cualquier Fecha de Pago de Intereses (que no sea al Vencimiento Estipulado) para cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable fuera a operar un día que no sea Día Hábil en las ubicaciones pertinentes especificadas en el Suplemento de Precio y el lugar de pago, dicha Fecha de Pago de Intereses será el primer Día Hábil siguiente a dicho Día Hábil (con la excepción de que, en el caso de una Obligación Negociable a Tasa Variable Internacional, si dicho Día Hábil operara en el mes calendario próximo siguiente, dicha Fecha de Pago de Intereses será el primer Día Hábil anterior a dicho Día Hábil). Si el Vencimiento Estipulado para cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija u Obligación Negociable a Tasa Variable o la Fecha de Pago de Intereses de cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija operara un día que no sea Día Hábil en los lugares pertinentes especificados en el Suplemento de Precio y el lugar de pago, el pago de capital (y prima, si hubiera) e intereses sobre dicha obligación negociable se realizará el primer Día Hábil siguiente en el lugar de pago con la misma vigencia y efecto como si se realizara en la fecha de vencimiento y no se devengarán intereses sobre dicho pago desde y después de dicha fecha de vencimiento.

Restricciones Cambiarias

Si, en cualquier fecha de pago respecto de cualquier serie de obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea pesos argentinos, no tuviéramos acceso a dicha Moneda Especificada con motivo de cualquier restricción o prohibición cambiaria existente en ese momento, procuraremos efectuar el pago de todos los montos que correspondan en virtud de dicha serie de obligaciones negociables en la Moneda Especificada, ya sea (i) mediante la compra a valor de mercado de cualquier serie de bonos soberanos argentinos denominados en dólares u otros títulos valores o bonos públicos o privados emitidos en Argentina, y posterior transferencia y venta de dichos instrumentos fuera del país a cambio de la Moneda Especificada, con el alcance que permita la ley aplicable, o (ii) mediante cualquier otro procedimiento legal razonable existente en Argentina, en cada caso, en dicha fecha de pago. Todos los costos e impuestos que deban pagarse en relación con los procedimientos referidos en los puntos (i) e (ii) anteriores estarán a nuestro cargo.

Si el capital o cualquier prima, intereses, Montos Adicionales u otras sumas respecto de cualquier obligación negociable debiera pagarse en una Moneda Especificada que no sea dólares y dicha Moneda Especificada no se encontrara disponible como consecuencia de la imposición de controles cambiarios u otras circunstancias ajenas a nuestro control, o dejara de utilizarse por el gobierno del país emisor de dicha moneda o para la liquidación de operaciones por parte de entidades públicas de la comunidad bancaria internacional o dentro de ella, con el alcance que permite la ley argentina, tendremos derecho a cumplir con nuestras obligaciones para con el tenedor de dichas obligaciones negociables efectuando tal pago en dólares. El monto de dólares a ser recibido por los tenedores de dichas obligaciones negociables se basará en la cotización de oferta en firme promedio expresada en dólares, para la moneda extranjera o moneda compuesta en que se denomine dicha obligación negociable, recibida por el Agente de Cambio, a las 11.00 hs. aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, del segundo Día Hábil anterior a la fecha de pago pertinente, de 3 agentes cambiarios de reconocido prestigio en la Ciudad de Nueva York, elegidos por el Agente de Cambio y aprobados por la Compañía, para la compra por parte del agente de cotización para la liquidación en dicha fecha de pago del monto total de la Moneda Especificada pagadera en dicha fecha de pago respecto de dichas obligaciones negociables. Todos los costos de la conversión de moneda serán soportados por los tenedores de dichas obligaciones negociables mediante la deducción de los pagos respectivos. En caso de que la cotización del tipo de cambio no estuviera disponible el segundo Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago correspondiente, la tasa a la que se conviertan a dólares los montos adeudados se determinarán sobre la base de las cotizaciones de cambio del mercado más recientemente disponibles. Todo pago efectuado bajo dichas circunstancias en dólares, cuando el pago requerido se adeudará en una Moneda Especificada que no sean dólares, no constituirá un Supuesto de Incumplimiento (según se define más adelante) conforme a las obligaciones negociables. Salvo especificación en contrario incluida en el Suplemento de Precio aplicable, el Fiduciario será el agente de cambio (el “Agente de Cambio”) de las obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea dólares.

Rescate y compra

Rescate por Cuestiones Impositivas

En forma adicional a las disposiciones sobre rescate que puedan especificarse en el Suplemento de Precio aplicable respecto de las obligaciones negociables de cualquier serie, si en cualquier fecha después de la emisión de las obligaciones negociables de cualquier serie como resultado de cualquier cambio o modificación de las leyes o reglamentaciones de Argentina o cualquier subdivisión política o autoridad fiscal de Argentina, o cualquier cambio en la aplicación, administración o interpretación oficial de dichas leyes, regulaciones o normativa, quedaremos obligados a pagar Montos Adicionales según lo establecido o referido en “—Pago de Montos Adicionales” y determinaremos de buena fe que dicha obligación no puede eludirse tomando las medidas razonables a nuestra

disposición, las obligaciones negociables de dicha serie podrán ser rescatadas en su totalidad (y no parcialmente), a nuestra opción, en cualquier momento enviando una notificación con una anticipación de entre 30 y 60 días a los tenedores de dicha serie de obligaciones negociables de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante (notificación que será irrevocable), a su valor nominal, con más los intereses devengados sobre ellas hasta la fecha fijada para su rescate (la “Fecha de Rescate”). Además, pagaremos a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en la Fecha de Rescate los Montos Adicionales que deban pagarse en esa fecha. A fin de dar efecto a un rescate de las obligaciones negociables de cualquier serie en virtud de este párrafo, si así se dispusiera en el respectivo Suplemento de Precio, tendremos que entregar al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente designemos a tales efectos, por lo menos 45 días antes de la Fecha de Rescate (i) un certificado firmado por dos miembros del Directorio donde conste que, empleando las medidas razonables disponibles, no nos es posible eludir la obligación de pago de dichos Montos Adicionales y (ii) una opinión de un asesor legal independiente de reconocido prestigio donde conste que estamos o fuéramos a estar obligados a pagar dichos Montos Adicionales como resultado de tal cambio o modificación. Los avisos de rescate no podrán enviarse antes de los 60 días previos a la primera fecha en que quedaríamos obligados a pagar dichos Montos Adicionales de haber un pago respecto de las obligaciones negociables de dicha serie pendiente a esa fecha.

Rescate a nuestra opción

Si se especificara en el suplemento de precio correspondiente, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, habiendo enviado notificación (salvo que se indique de otro modo en el suplemento de precio correspondiente, dentro del marco del presente Programa) con una anticipación de entre 30 y 60 días a los tenedores de las obligaciones negociables de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante (notificación que será irrevocable) y al Fiduciario, si lo hubiere, y, de corresponder, a la CNV, podríamos rescatar la totalidad o únicamente algunas de las obligaciones negociables en ese momento en circulación en las fechas (la o las “Fechas de Rescate Opcional”) y en los montos (el o los “Montos de Rescate Opcional”) especificados o determinados en la forma que se indique en el suplemento de precio aplicable, junto con los intereses devengados (si hubiera) a la fecha fijada para el rescate (la que, en el caso de Obligaciones Negociables a Tasa Variable, debe ser una Fecha de Pago de Intereses). En el caso de rescate de únicamente parte de las obligaciones negociables de una serie, dicho rescate será por un monto de capital que constituirá el “Monto de Rescate Mínimo” o un “Monto de Rescate Superior”, ambos según lo indicado en el suplemento de precio aplicable. En el caso de un rescate parcial de Obligaciones Negociables Cartulares, dichas obligaciones negociables serán seleccionadas proporcionalmente como máximo 60 días antes de la fecha fijada para su rescate y se notificará un listado de las obligaciones negociables llamadas a rescate de acuerdo con las disposiciones que oportunamente rijan el envío de notificaciones en el suplemento de serie correspondiente o en el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, con una anticipación mínima de 30 días respecto de dicha fecha. En el caso de un rescate parcial de obligaciones negociables que estén representadas por una Obligación Negociable Global, las obligaciones negociables pertinentes serán seleccionadas de acuerdo con las normas del sistema o sistemas de compensación pertinentes, según el caso. Si las obligaciones negociables hubieran ingresado al régimen de negociación de BYMA, MAE o la Bolsa de Valores de Luxemburgo o se listarán en cualquier otra bolsa de valores y las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha otra bolsa de valores lo exigieran, según corresponda, dispondremos una única publicación en el año en el que hubiera habido un rescate parcial de las obligaciones negociables, en un diario reconocido de amplia circulación en Luxemburgo o según lo especificado por dichas otras bolsas de valores, un aviso especificando el monto de capital total de obligaciones negociables en circulación y un listado de las obligaciones negociables retiradas para su rescate y no entregadas.

Rescate a opción del Tenedor

Si lo especificara el suplemento de precio pertinente, luego de que el tenedor de cualquier obligación negociable nos enviara (salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, dentro del marco del presente Programa) notificación con una anticipación de entre 30 y 60 días, de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante, notificación que será irrevocable, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, al momento del vencimiento de dicha notificación, rescataremos dicha obligación negociable sujeto y de acuerdo con los términos especificados en el suplemento de precio correspondiente en la Fecha de Rescate Opcional y al Monto de Rescate Opcional especificado o determinado en la forma establecida en el suplemento de precio pertinente, en su totalidad pero no en parte, junto con intereses devengados (si hubiera) a la fecha fijada para el rescate.

Únicamente el tenedor registral de una Obligación Negociable Global puede ejercer el derecho a su amortización. Con el objeto de asegurar que dicha entidad puntualmente ejercerá un derecho a la amortización de una obligación negociable en particular, los titulares beneficiarios de dichas obligaciones negociables deben impartir instrucciones al intermediario u otro participante directo o indirecto a través del cual mantengan una participación en dicha obligación negociable para que notifique a DTC, Euroclear o Clearstream, según el caso, su intención de ejercer un derecho de amortización. Las distintas empresas tienen plazos diferentes para aceptar instrucciones de sus clientes y, en consecuencia, cada titular beneficiario debería consultar al intermediario u otro participante directo o indirecto a través del cual mantenga una participación en una obligación negociable con el objeto de determinar el plazo dentro del cual debe enviarse dicha instrucción con el objeto de notificar puntualmente a DTC, Euroclear o Clearstream, según el caso.

Rescate de Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, en caso de caducidad de plazos o rescate antes del vencimiento de una Obligación Negociable con Descuento de Emisión Original, el monto que deba pagarse sobre ella en lugar del monto de capital adeudado al Vencimiento Estipulado será el monto (el “Valor Nominal Amortizado”) equivalente a la suma de (i) el precio de emisión (según lo definido en “Información Adicional — Carga Tributaria”) de dicha obligación negociable y (ii) el producto del rendimiento devengado especificado en el suplemento de precio pertinente (capitalizado anualmente) y el precio de emisión desde la fecha de emisión (inclusive) hasta la Fecha de Rescate Opcional (exclusive) (o, en el caso de un rescate anticipado por cuestiones impositivas, la fecha fijada para el rescate) y calculado de acuerdo con los principios de cálculo del rendimiento de bonos estadounidenses generalmente aceptados, y, en todos los casos, el Valor Nominal Amortizado no superará el monto de capital de dicha obligación negociable adeudado al momento de su Vencimiento Estipulado.

Procedimiento para el Pago al Momento del Rescate

Si se hubiera enviado notificación de rescate en la forma establecida en el presente y en el Suplemento de Precio pertinente, las obligaciones negociables de una serie a ser rescatadas, vencerán y serán pagaderas en la fecha de rescate especificada en dicha notificación, y contra presentación y entrega de las obligaciones negociables en el lugar o lugares especificados en dicha notificación, serán pagadas y rescatadas por nosotros en los lugares, en la forma y moneda allí especificada, y al precio de rescate allí establecido, junto con los intereses devengados y Montos Adicionales, si hubiera, a la fecha de rescate. A partir de la fecha de rescate, si los fondos para el rescate de obligaciones negociables llamadas a rescate se hubieran puesto a disposición a tal fin en nuestras oficinas o, si hubiere sido designado un Fiduciario, en sus oficinas en la fecha de rescate, las obligaciones negociables llamadas a rescate dejarán de devengar intereses (y, en el caso de Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original, dejará de aumentar el Valor Nominal Amortizado pagadero al respecto), y el único derecho de los tenedores de dichas obligaciones negociables será el de recibir el pago del precio de rescate, junto con los intereses devengados y Montos Adicionales, si hubiera, a la fecha de rescate, según lo mencionado anteriormente.

Cancelación

Las obligaciones negociables que rescatemos íntegramente serán canceladas de inmediato y no podrán ser emitidas nuevamente ni revendidas.

Oferta de compra

El Suplemento de Precio correspondiente podrá disponer que, ante ciertos acontecimientos allí descriptos, se nos exija que realicemos una oferta para comprar obligaciones negociables de la correspondiente serie a un precio establecido en y de acuerdo con las condiciones del Suplemento de Precio respectivo.

Compra de Obligaciones Negociables

Tanto nosotros como nuestras Subsidiarias y Sociedades Vinculadas podremos en cualquier momento comprar o de otro modo adquirir cualquier obligación negociable mediante la compra o a través de acuerdos privados en el mercado abierto o de otra forma a cualquier precio, y podremos venderlas o enajenarlas en cualquier momento; teniendo en cuenta que, para determinar en cualquier momento si los tenedores del monto de capital requerido de obligaciones negociables en circulación han formulado o no una solicitud, demanda, autorización, instrucción, notificación, consentimiento o dispensa en los términos del correspondiente Suplemento de Precio o del Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, las obligaciones negociables que mantengamos nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias o Sociedades Vinculadas no se computarán y se considerarán fuera de circulación.

Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control

Salvo que se especifique de otro modo en el Suplemento de Precio aplicable a una serie de obligaciones negociables, de ocurrir un Supuesto de Recompra por Cambio de Control, la Compañía hará una oferta para comprar todas las Obligaciones Negociables de cada serie (una "Oferta de Cambio de Control"), en un monto igual al monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos, siempre que el monto principal de dicha Obligación Negociable no sea inferior al monto mínimo de suscripción autorizado (o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos), a un precio de compra en efectivo equivalente al 101% del monto de capital de Obligaciones Negociables más los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta la fecha de compra (un "Pago de Cambio de Control").

La Compañía dará un aviso de dicha Oferta de Cambio de Control al Fiduciario dentro de los 30 días siguientes a cualquier Supuesto de Recompra por Cambio de Control, para posterior distribución a cada titular de las Obligaciones Negociables, a más tardar 15 días después de recibido por el Fideicomisario, estableciendo que:

- se está realizando una Oferta de Cambio de Control y que todas las Obligaciones Negociables debidamente presentadas conforme a dicha Oferta de Cambio de Control serán aceptados para su compra por la Compañía, a un precio de compra en efectivo igual al 101% del capital de dichas Obligaciones Negociables, más los intereses devengados y no pagados, en su caso, hasta la fecha de pago;
- la fecha de pago (que no será anterior a los 30 días ni posterior a los 60 días a partir de la fecha de notificación) (la "Fecha de Pago del Cambio de Control"); y

- los procedimientos que la Compañía determine que un titular de Obligaciones Negociables debe seguir para que sus Obligaciones Negociables sean recomprados.

El Día Hábil inmediatamente anterior a la Fecha de Pago del Cambio de Control, la Compañía, en la medida en que sea lícito, depositará en los Agentes de Pago una cantidad igual al Pago de Cambio de Control respecto a todos las Obligaciones Negociables o parte de las Obligaciones Negociables ofrecidas.

En la Fecha de Pago del Cambio de Control, la Compañía, en la medida en que sea lícito:

- aceptará como pago todas las Obligaciones Negociables o porciones de Obligaciones Negociables (del monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros de este (o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos)) debidamente presentadas y no retiradas de conformidad con la Oferta de Cambio de Control; y
- entregará o hará que se entregue al Fiduciario para su cancelación las Obligaciones Negociables junto con un certificado indicando el monto total de Obligaciones Negociables o porciones de Obligaciones Negociables de cada serie comprados por la Compañía.

La Emisora no será requerida a realizar una Oferta de Cambio de Control ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control si un tercero realiza la Oferta de Cambio de Control en la forma, en el momento y en cumplimiento con los requerimientos aplicables a la Oferta de Cambio de Control realizada por la Emisora y compra todas las Obligaciones Negociables válidamente ofrecidas y no retiradas bajo dicha Oferta de Cambio de Control.

En el caso de que los tenedores de al menos el 90% del monto total de las Obligaciones Negociables a ser recompradas, aceptasen la Oferta de Cambio de Control, la Emisora (o un tercero que realice la Oferta de Cambio de Control), conforme se describe en el siguiente párrafo, compre todas las Obligaciones Negociables en poder de dichos tenedores, la Compañía tendrá el derecho, dentro de los siguientes 30 días corridos de la compra, de acuerdo a una Oferta por Cambio de Control, a rescatar todas las Obligaciones Negociables en circulación después de dicha compra, a un precio de recompra igual al Pago de Cambio de Control más, en la medida que no se encuentre incluido en el Pago de Cambio de Control, los intereses devengados e impagos de las Obligaciones Negociables en circulación, pero excluida la fecha de recompra.

En el supuesto que tenedores de menos del 90% del monto total de las Obligaciones Negociables recompradas acepten la Oferta de Cambio de Control y la Emisora (o un tercero que realiza la Oferta de Cambio de Control) compra todas las Obligaciones Negociables mantenidas por dichos tenedores, la Emisora tiene el derecho de, dentro de los 30 días siguiente de la compra de acuerdo con la Oferta de Cambio de Control, recompre todas las Obligaciones Negociables que se encuentren en circulación después de dicha compra a un precio de recompra igual al Pago de Cambio de Control más, en la medida que no haya sido incluido en el Pago de Cambio de Control, los intereses devengados e impagos de las Obligaciones Negociables que se mantiene en circulación, excluyéndose la fecha de recompra.

La Compañía cumplirá, en la medida en que sea aplicable, con los requisitos de la Regla 14e-1 bajo la Ley de Intercambio y cualquier otra ley o reglamento de valores relacionado con la recompra de Obligaciones Negociables conforme a una Oferta de Cambio de Control. En la medida en que las disposiciones de cualquier ley o reglamento de valores estén en conflicto con las disposiciones de este Programa, la Compañía cumplirá con las leyes y reglamentos aplicables sobre valores y no se considerará que haya incumplido sus obligaciones descritas en el presente.

Pago de Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precio correspondientes, todos los pagos respecto de las obligaciones negociables, incluyendo, a título enunciativo, pagos de capital e intereses, serán efectuados por nosotros sin retención o deducción alguna en concepto o a cuenta de impuestos, aranceles, imposiciones u otras cargas públicas, actuales o futuras, de cualquier naturaleza, vigentes en la fecha del presente Prospecto aplicable o gravados o determinados en el futuro por o en representación de Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de dicho país, salvo cuando nos veamos obligados por ley a deducir o retener dichos impuestos, gravámenes u otras cargas públicas. En caso de que se gravaran o determinaran cualquiera de tales impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas públicas, pagaremos los montos adicionales (“Montos Adicionales”) que sean necesarios de manera que los montos netos a recibir por los tenedores de las obligaciones negociables de cada serie luego de dicha retención o deducción respecto de ese impuesto u obligación sean iguales a los respectivos montos de capital e intereses que habrían recibido respecto de las obligaciones negociables de dicha serie de no haberse practicado dicha retención o deducción; con la salvedad de que no se exigirá el pago de dichos Montos Adicionales respecto de retenciones o deducciones sobre ningún título valor a un tenedor de las obligaciones negociables de dicha serie, o a un tercero en su representación, por o a cuenta de (a) impuestos u obligaciones que se hubieran determinado en razón de que el tenedor de dichas obligaciones negociables sea residente argentino o tenga alguna relación con Argentina que no sea la mera tenencia de dichas obligaciones negociables o el cobro de capital e intereses al respecto; o (b) impuestos u obligaciones que se hubieran determinado en razón de la presentación por parte del tenedor de una obligación negociable para el pago en una fecha que ocurra 30 días después de la fecha en que dicho pago venciera y resultara pagadero o la fecha en que se hubieran proporcionado fondos para su pago, lo que ocurra en último término, salvo que dicho tenedor hubiera tenido derecho a dichos Montos Adicionales presentando dicha obligación negociable para su pago el último día de dicho período de 30 días; o (c) impuestos que no hubieran sido determinados si no fuera por el incumplimiento del tenedor o titular

beneficiario de dichas obligaciones negociables de algún requisito de certificación, identificación, información, documentación o cualquier otro requisito de presentación de información (dentro de los 30 días corridos desde la solicitud escrita que enviemos al tenedor) cuando dicho cumplimiento (i) sea exigido en cualquier momento con posterioridad a la emisión de las obligaciones negociables de cualquier serie como resultado de una modificación en la ley aplicable, reglamentación, práctica administrativa o un tratado aplicable como condición previa para la exención de impuestos argentinos o la reducción de la tasa a deducir o retener; y (ii) no resulte más oneroso para el tenedor o titular beneficiario que un requisito de certificación, identificación, información, documentación o cualquier otro requisito de presentación de información comparable impuesto bajo la normativa impositiva, reglamentación, y práctica administrativa estadounidense (como por ejemplo los formularios del IRS 1001, W-8 y W-9 o cualquier formulario comparable que los reemplace); o (d) cualquier impuesto sucesorio, sobre la herencia, legado, ventas, transferencias, bienes personales o impuesto o arancel similar u otra carga pública; o (e) impuestos pagaderos de otra forma que no sea mediante retención sobre el pago de capital, prima, si hubiera, o intereses sobre las obligaciones negociables; o (f) de o en nombre de un tenedor o beneficiario de las obligaciones negociables con respecto a impuestos establecidos en virtud de que dicha persona sea residente de, o hubiera invertido en las obligaciones negociables con fondos provenientes de una jurisdicción no cooperadora (tal como dicho termino sea definido bajo la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina y su regulación, y también incluyendo cualquier jurisdicción que sea listada como “no cooperadora” o como jurisdicción de baja o nula tributación o cualquier otra definición de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina o la regulación emitida bajo dicha ley que se incluya en el futuro); o (g) cualquier combinación de los puntos (a) a (f) inclusive. Tampoco se pagarán Montos Adicionales respecto de cualquier pago a un tenedor de una obligación negociable que sea un fiduciario, sociedad de personas, u otra que no sea el titular beneficiario exclusivo de dicho pago, en la medida en que un beneficiario o fiduciante respecto de dicho fiduciario o un socio de dicha sociedad de personas o titular beneficiario no habrían tenido derecho a dichos Montos Adicionales de haber sido el tenedor de dichas obligaciones negociables. Toda referencia en el presente o en las obligaciones negociables a capital y/o intereses se considerará también como una referencia a cualquier Monto Adicional que pueda ser pagadero conforme a los compromisos descriptos en este párrafo.

La Emisora entregará al Fiduciario con el reconocimiento oficial de la autoridad impositiva relevante (o si dicho reconocimiento no se encuentra disponible, otra documentación razonable que evidencie cualquier pago de impuesto con respecto al cual la Emisora hubiera pagado cualquier Monto Adicional. Copias de dicha documentación se encontrará disponible a pedido de los tenedores.

Asimismo, pagaremos cualquier impuesto de sellos, sobre la emisión, de registro, sobre la documentación u otros impuestos y aranceles similares, incluidos intereses y punitivos respecto de la creación, emisión y oferta de las obligaciones negociables, excluyendo los impuestos y aranceles determinados por cualquier jurisdicción fuera de Argentina, con la excepción de los resultantes o aquellos que deban pagarse en relación con la ejecución de dichas obligaciones negociables luego de que tenga lugar y durante la continuidad de un Supuesto de Incumplimiento respecto de las obligaciones negociables sobre las cuales tuvo lugar el incumplimiento. Además, pagaremos e indemnizaremos a los tenedores por todas las tasas de justicia u otras imposiciones y aranceles, incluidos intereses y punitivos, pagados por cualquiera de ellos en cualquier jurisdicción en relación con cualquier acto permitido a los tenedores para exigir el cumplimiento de sus obligaciones conforme a las obligaciones negociables.

En caso de que pagáremos cualquier Impuesto sobre los Bienes Personales respecto de obligaciones negociables en circulación, acordamos renunciar al derecho que pudiera asistirnos según las leyes argentinas para procurar el reembolso de los tenedores o titulares directos de las obligaciones negociables sobre cualquiera de los montos pagados. Véase “*Información Adicional — Carga Tributaria — Impuestos Argentinos*”.

Compromisos

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio pertinente, según los términos de las obligaciones negociables de cada clase, nos comprometemos y acordamos, y en la medida especificada más adelante, mientras las obligaciones negociables de tales clases permanezcan en circulación:

Pago de Capital e Intereses

Pagaremos en tiempo y forma el capital, intereses, prima y Montos Adicionales sobre las obligaciones negociables de dicha serie de acuerdo con los términos de las obligaciones negociables de dicha serie y, si lo hubiera, el correspondiente Contrato de Fideicomiso.

Mantenimiento de Oficinas o Agencias

Mantendremos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en cada lugar de pago especificado para una serie de obligaciones negociables, una oficina o agencia (considerando e incluyendo a tales fines la oficina del Agente de Pago o Agente de Transferencia, en tanto resultara de aplicación) donde las obligaciones negociables de dicha serie podrán ser presentadas o entregadas para su pago o donde podrán ser entregadas para el registro de su transferencia o canje y donde se nos podrá enviar las notificaciones e intimaciones respecto de las obligaciones negociables de dicha serie y el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere.

Mantenimiento de Personería Jurídica

Realizaremos los siguientes actos: (a) mantener vigente su personería jurídica así como todos los registros necesarios a tal fin, y (b)

sujeto a los dispuesto bajo el título “Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres”, la Compañía mantendrá vigente su personería jurídica y realizará todos los actos razonables para mantener todos los derechos, preferencias, titularidad de sus bienes, franquicias y derechos similares necesarios o convenientes en la conducción habitual de los negocios, nuestras actividades u operaciones.

Obligación de No Gravar

No constituiremos, incurriremos, asumiremos ni permitiremos la existencia de ningún Gravamen, y no permitiremos que ninguna de nuestras Subsidiarias Significativas constituya, incurra, asuma o permita la existencia de ningún Gravamen, directa o indirectamente, sobre ninguno de sus Bienes presentes o futuros en garantía de Endeudamiento Público, salvo que, en el mismo momento o con anterioridad, la totalidad de las obligaciones negociables fueran igual y proporcionalmente garantizadas, a excepción de los siguientes:

- (a) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien existente a la fecha de la emisión de cada serie o clase de obligaciones negociables;
- (b) Gravámenes de locadores, operarios, transportistas, depositarios, mecánicos, proveedores de materiales, técnicos u otros Gravámenes similares originados en el curso habitual de los negocios (excluyendo, para mayor aclaración, Gravámenes en relación con cualquier Endeudamiento por sumas de dinero obtenidas en préstamo) que no estuvieran vencidos por un período de más de 30 días, o que estuvieran siendo controvertidos de buena fe por procedimientos adecuados;
- (c) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien en garantía (incluyendo Capital Social de cualquier Persona) de Endeudamiento Públicos incurrido o asumido únicamente con el objeto de financiar todo o parte del costo de adquisición, construcción, desarrollo o mejoras de dicho Bien, el cual fuera constituido sobre dicho Bien simultáneamente o dentro de los 365 días de su adquisición, o de la finalización de su construcción, desarrollo o mejora;
- (d) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien existente o Capital Social en el momento de la adquisición de dicho Bien o Capital Social (incluyendo adquisición por medio de fusión o de otra forma) y no creado en relación con tal adquisición;
- (e) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien de propiedad de una sociedad u otra Persona, que exista en el momento de la adquisición de dicha sociedad u otra Persona por parte nuestra o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas y que no fuera creado en relación con dicha adquisición;
- (f) cualquier Gravamen sobre propiedad que garantiza o para el pago de Endeudamiento Público incurrido en relación con una Financiación de Proyecto para cualquier casa matriz directa o indirecta de la Subsidiaria de Financiación de Proyectos aplicable; cualquier Gravamen en garantía de Financiación de Proyectos o cualquier garantía de igual naturaleza por cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la correspondiente Subsidiaria de Financiación de Proyectos;
- (g) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien en garantía de una prórroga, renovación o refinanciación de Endeudamiento garantizado por un Gravamen referido en los puntos (a), (c), (d), (e) o (f) precedentes, si dicho nuevo Gravamen estuviera limitado al Bien objeto del anterior Gravamen inmediatamente antes de dicha prórroga, renovación o refinanciación y si no aumentara el capital del Endeudamiento garantizado por el anterior Gravamen inmediatamente antes de dicha prórroga, renovación o refinanciación (salvo en lo que respecta a honorarios de la transacción y gastos);
- (h) Gravámenes que garanticen las obligaciones negociables o cualquier otro de nuestros títulos a los fines de la rescisión, de acuerdo con los términos del presente Prospecto o algún contrato de fideicomiso bajo el cual las obligaciones negociables o tales otros títulos fueran sido emitidos;
- (i) cualquier otro Gravamen sobre nuestros Bienes o los de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, si en la fecha de constitución o en la que se asume dicho Gravamen, el Endeudamiento garantizado por ello junto con otro Endeudamiento Público nuestro y de nuestras Subsidiarias Significativas garantizado por cualquier Gravamen en base a este apartado (i) tuviera un monto total pendiente no superior al 15% de nuestro activo consolidado total, para cualquier fecha de determinación, según lo reflejado en los estados financieros consolidados más recientes preparados de conformidad con las NIIF y presentados ante la CNV;
- (j) gravámenes incurridos o depósito bajo leyes de compensación de trabajadores, leyes de seguro de desempleo o legislación similar, o depósitos de buena fe en relación con ofertas, propuestas, contratos o locaciones, o para garantizar obligaciones legales, fianzas, obligaciones aduaneras y similares, o para el pago de alquileres, en cada caso incurridos en el curso ordinario de los negocios y sin garantizar endeudamiento;
- (k) gravámenes a favor de emisores de fianzas o garantías de cumplimiento o cartas de crédito o aceptaciones bancarias u obligaciones similares emitidas de acuerdo a un pedido o por cuenta de dicha Persona en el curso ordinario de los negocios;
- (l) gravámenes incorporados por impuestos, determinaciones o cargas gubernamentales o imposiciones que aún no son exigibles o que estén siendo objetados de buena fe y por procedimientos adecuados;
- (m) defectos mínimos de agrimensura, gravámenes menores, servidumbres o reserva de, o derechos de otros por licencias, derechos de paso, cloacas, líneas eléctricas, telégrafo y líneas de teléfono y otros de similar propósito, restricciones de zonificación

u otros gravámenes sobre bienes inmuebles que no interfieran significativamente con el curso de los negocios de la Emisora y sus Subsidiarias Significativas;

- (n) licencias o locaciones o sublocaciones como locador, locatario o sublocatario de cualquiera de sus bienes, incluyendo propiedad intelectual, en el curso ordinario de sus negocios;
- (o) fianzas judiciales, siempre que no exista un Evento de Incumplimiento como resultado de ello; y
- (p) gravámenes garantizando contratos de cobertura, siempre que dichos contratos de cobertura relacionadas con Endeudamientos de dinero prestado para garantizar un gravamen sobre el mismo bien que garantiza dicho contrato de cobertura.

Informes

Si la Compañía (i) dejara de realizar presentaciones ante la CNV en su carácter de compañía admitida al régimen de oferta pública, (ii) diera por finalizadas sus obligaciones de brindar informes a la SEC, (iii) dejara de cotizar en la NYSE, o (iv) dejara de cumplir con cualquiera de sus obligaciones ante la SEC, NYSE o CNV, la Compañía se compromete a entregar al Fiduciario: (A) tan pronto como sea posible, pero a todo evento dentro de los 90 días posteriores al cierre de cada uno de los 3 primeros trimestres de cada Ejercicio Económico: (i) dos copias de los estados financieros de la Compañía y sus Subsidiarias consolidadas para dicho trimestre, junto con sus Notas; (ii) una descripción de las operaciones con partes vinculadas realizadas durante dicho trimestre; y (iii) cualquier otra información que el Fiduciario (actuando de acuerdo con instrucciones escritas de los Tenedores de al menos el 51% del monto de capital total de Obligaciones Negociables en Circulación) pueda solicitar razonablemente; y (B) tan pronto como sea posible pero a todo evento dentro de los 120 días (o exclusivamente con respecto a un cambio en los auditores externos de la Compañía, dentro de los cinco Días Hábiles posteriores a la fecha en que deba presentarse dicho ítem bajo la Ley aplicable) después del cierre de cada Ejercicio Económico: (1) dos copias de los estados financieros auditados completos de la Compañía para dicho Ejercicio Económico, incluyendo el balance auditado de la Compañía y el balance auditado de las Subsidiarias consolidadas de la Compañía al cierre de dicho Ejercicio Económico, los correspondientes estados de ingresos y gastos, resultados no asignados, capital integrado y excedente y evolución de la situación patrimonial consolidados auditados de la Compañía y sus Subsidiarias consolidadas, que deberán ser contestes con los registros contables de la Compañía y estar confeccionados de acuerdo con los PCGA de Argentina o las NIIF, según corresponda; (2) un informe sobre dichos estados financieros consolidados emitido por otro de los cuatro estudios de auditores externos más importantes de prestigio internacional, el cual deberá emitirse sin reservas; (3) un Certificado de un Funcionario que acredite que desde la última entrega de estados financieros por parte de la Compañía de acuerdo con este Artículo 5.1, no se ha producido ni subsiste un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento o, de haberse producido y subsistir un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento tal, se informe acerca de su naturaleza, su tiempo de duración y las medidas adoptadas o que se prevén adoptar a fin de subsanar el Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en cuestión; (4) una descripción de las operaciones con partes relacionadas realizadas durante dicho Ejercicio Económico; (5) un informe que refleje los resultados consolidados de la aplicación de parámetros ambientales por la Compañía, incluyendo, sin carácter taxativo, conclusiones trimestrales y observaciones relacionadas con los valores afectados o apartamientos de los mismos y los resultados de una auditoría externa anual o su certificación correspondiente; (6) la “Memoria Anual de la Compañía presentado ante la CNV; y (7) toda otra información que el Fiduciario (actuando de acuerdo con instrucciones escritas de los Tenedores de al menos el 51% del monto de capital total de Obligaciones Negociables en Circulación) solicite razonablemente, incluyendo, sin carácter taxativo, proyecciones financieras.

Mantenimiento de Libros y Registros

Llevaremos libros, cuentas y registros de acuerdo con las disposiciones profesionales y legales vigentes, y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias ubicadas en Argentina también lo haga.

Los libros societarios y registros contables se encuentran en la sede social de la Sociedad ubicada en Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Asimismo, la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentran en la sede social, se encuentran en los depósitos de Adea S.A. localizados en Planta 3, Ruta 36, Km 36, km 31,5, Florencio Varela, provincia de Buenos Aires y de File S.R.L. ubicada en Panamericana y R.S. Peña, Blanco Encalada, Luján de Cuyo, provincia de Mendoza.

Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres

No nos fusionaremos ni consolidaremos con ninguna Persona, ni cederemos, transferiremos ni alquilaremos nuestros Bienes sustancialmente en su totalidad a ninguna Persona, ya sea en una operación o en una serie de operaciones, salvo que, inmediatamente después de dar efecto a dicha operación, (a) no hubiera ocurrido ni se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento ni ningún hecho que, luego de una notificación o del transcurso de un plazo o de ambas condiciones se convertiría en un Supuesto de Incumplimiento, (b) la Persona formada por dicha fusión o consolidación o la Persona que adquiriera por cesión o transferencia o que alquile dichos bienes y activos (la “Persona Sucesora”) expresamente asumiera el pago en tiempo y forma del capital, intereses, prima, si hubiera, y Montos Adicionales, si hubiera, que pudieran resultar con motivo de la retención por parte de cualquier autoridad con facultad de recaudar impuestos a la que la Persona Sucesora estuviera o pudiera estar sujeta, sobre todas las obligaciones negociables de la serie correspondiente de acuerdo con sus términos, y el cumplimiento en tiempo y forma de todos los otros compromisos y obligaciones contraídos en las obligaciones negociables de la serie correspondiente, (c) la Persona Sucesora acuerde

indemnizar a cada tenedor por todo impuesto, tasa o carga pública posteriormente impuesta a dicho tenedor por cualquier Entidad Pública únicamente como consecuencia de dicha fusión o consolidación, cesión, transferencia o alquiler respecto del pago de capital, intereses y Montos Adicionales, si la hubiera, sobre las obligaciones negociables de la serie correspondiente, y (d) la Persona Sucesora (salvo en el caso de alquileres, si hubiera), nos reemplazara y sustituyera con el mismo efecto como si hubiera sido nombrada en las obligaciones negociables de la serie correspondiente como nosotros.

Notificación de Incumplimiento

Enviaremos notificación escrita a los tenedores o al Fiduciario, si hubiere sido designado, inmediatamente y en todo caso dentro de los 10 días después de que tomemos conocimiento de cualquier Supuesto de Incumplimiento ocurrido o existente, acompañado, si correspondiera, por un certificado de funcionarios donde consten los detalles de dicho Supuesto de Incumplimiento y el acto que nos proponemos a realizar al respecto.

Rango

Nos aseguraremos de que las obligaciones negociables de la serie correspondiente constituyan obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la Ley de Obligaciones Negociables, y que en todo momento (a) tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento, y (b) salvo que se indique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, constituyan nuestras obligaciones generales, no garantizadas y no subordinadas, con igual prioridad de pago que toda nuestra demás deuda no garantizada y no subordinada presente y futura (salvo las obligaciones con preferencia por ley o de puro derecho) y sin preferencia alguna entre sí.

Otros Actos

Emplearemos nuestros esfuerzos comercialmente razonables para realizar cualquier acto, cumplir cualquier condición o llevar a cabo cualquier otro acto (incluyendo la obtención de cualquier consentimiento, aprobación, autorización, exención, licencia, orden, registro o inscripción necesaria) requeridos en cualquier momento que, según las leyes y regulaciones aplicables, debieran ser realizados, cumplidos o llevados a cabo con el objeto de (a) posibilitar que lícitamente celebremos, ejerzamos nuestros derechos y llevemos a cabo y cumplamos nuestras obligaciones de pago conforme a las obligaciones negociables de la serie correspondiente, (b) asegurar que tales obligaciones sean legalmente vinculantes y exigibles, y (c) hacer que las obligaciones negociables de la serie correspondiente sean admisibles como medio de prueba en los tribunales de Argentina.

Listado

Se solicitará las obligaciones negociables de una serie sean admitidas para su negociación en BYMA, MAE o la Bolsa de Valores de Luxemburgo y para que sean negociadas en el MAE, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. Sin embargo, no podemos asegurar que estás solicitudes sean aceptadas. En el Suplemento de Precio correspondiente a una serie de obligaciones negociables se especificará si las obligaciones negociables de esa serie de listan en el BYMA, MAE, la Bolsa de Valores de Luxemburgo o en cualquier otra bolsa de valores.

Ciertas Definiciones

A los fines de los compromisos y los supuestos de incumplimiento:

“Afilada de cualquier Persona determinada” significa cualquier Persona directamente o indirectamente controlante o controlada por o bajo control común directo o indirecto con respecto a dicha Persona. Con el propósito de esta definición, “control” cuando se utiliza con respecto a cualquier Persona determinada significa el poder de dirigir o causar la dirección de la administración y las políticas de dicha Persona, directa o indirectamente, sea a través de la propiedad de los valores negociables con derecho a voto, por contrato o de otra manera; y los términos “controlante” o controlada” tiene significados correlativos a lo anterior.

“Agencia de Calificación” significa cada uno de Standard & Poor’s Ratings Group, Inc. o cualquier sucesor del mismo, Moody’s Investors Service, Inc., o cualquier sucesor del mismo, y Fitch, Inc., o cualquier sucesor del mismo.

“Argentina” significa la República Argentina, incluyendo una provincia u otra subdivisión política, instrumentalidad o autoridad de la misma.

“Sociedad Vinculada” de cualquier Persona especificada, significa cualquier otra Persona que directa o indirectamente controle o esté controlada o bajo el control común directo o indirecto con dicha Persona especificada. A los fines de esta definición, el término “control” utilizado respecto de cualquier Persona especificada significa la facultad de dirigir o disponer la dirección de la administración y políticas de dicha Persona, directa o indirectamente, mediante la titularidad de acciones con derechos de voto, por contrato o de otra forma, interpretándose los términos “controlante” y “controlada” en consecuencia.

“NIIF” Normas Internacionales de Información Financiera tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad y adoptadas por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales

de Ciencias Económicas y por las Normas de la CNV. “Deuda Atribuible” significa, respecto de una Operación de Venta con Alquiler Recíproco, el valor actual, descontado a la tasa de interés implícita en la Operación de Venta con Alquiler Recíproco (determinado de conformidad con las Normas Contables Profesionales Vigentes), del total de obligaciones del locatario, para pagos de alquiler durante el plazo restante de la locación en la Operación de Venta con Alquiler Recíproco.

“Persona Autorizada” significa cualquiera de nuestros funcionarios debidamente autorizado por escrito a realizar actos en nuestra representación.

“Capital Social” significa, respecto de cualquier Persona, todas y cada una de las acciones, cuota partes, participaciones, opciones de suscripción, opciones de compra, derechos u otros equivalentes o derechos (cualquiera fuera su designación y tuvieran o no derechos de voto) en el capital de una sociedad y todas y cada una de las participaciones de titularidad equivalentes en una Persona (además de una sociedad), en cada caso en circulación actualmente o emitidas en el futuro, incluyendo acciones preferidas.

“Cambio de Control” significa el acaecimiento de un evento o serie de eventos que resulten en: (i) antes de la consumación de una Oferta Pública Inicial, YPF deje de ser titular, directa o indirectamente, de al menos el 50% del poder de voto del Capital Social de la Emisora; y (2) después de la consumación de una Oferta Pública Inicial, si una Persona se convierte en forma directa o indirecta en titular del 35% o más del poder de voto del Capital Social de la Emisora, si dicha tenencia es mayor que el poder de voto en el Capital Social de la Emisora que posea directa o indirectamente, YPF o General Electric o sus respectivas Afiliadas.

“Entidad Pública” significa cualquier persona jurídica pública o repartición pública creada por el gobierno federal, estadual o local o cualquier otra persona jurídica existente en la actualidad o creada posteriormente, o de propiedad o controlada actualmente o en el futuro, directa o indirectamente, por cualquier persona jurídica pública o repartición pública. YPF LUZ no es una Entidad Pública según lo previsto por la Ley 26.741.

“Ejercicio Económico” significa el ejercicio económico de la Compañía comenzando el 1 de enero de cada año y finalizando el siguiente 31 de diciembre.

“IFRS” son las siglas en inglés de las NIIF.

“Endeudamiento” significa, respecto de cualquier Persona sin duplicación, en cualquier fecha de determinación: (a) todas las obligaciones de dicha Persona (i) por sumas de dinero obtenidas en préstamos; (ii) evidenciadas por bonos, pagaré, debenture u otro instrumento similar emitido en relación con la adquisición de bienes o activos de cualquier naturaleza (salvo por cuentas comerciales a pagar u obligaciones corrientes que surjan del curso habitual de los negocios); y (b) garantías y otras obligaciones contingentes de dichas Personas con respecto a Endeudamiento referido en el punto (a). A los efectos de determinar cualquier monto de Endeudamiento bajo esta definición, tampoco se incluirán las garantías de Endeudamiento (u obligaciones respecto de cantidad de crédito que respalden Endeudamiento) incluido de otro modo en la determinación de dicho monto. A los fines aclaratorios, Endeudamiento no incluirá ninguna obligación no especificada precedentemente, incluyendo cuentas comerciales a pagar, en el curso habitual de los negocios.

“Endeudamiento Público” significa, respecto de cualquier Persona, cualquier Endeudamiento de dicha Persona, el cual se encuentra en la forma, o representada por bonos, debentures, u otros valores negociables que: (a) son ofrecidos públicamente o colocados por oferta privada en mercados, y (b) son o están destinados al momento de la emisión a ser cotizados, listados o negociados en cualquier bolsa de valores, sistema de negociación automatizado o mercado de valores over-the-counter (incluyendo valores negociables elegibles para su venta, de acuerdo a la Norma 144A o Reglamentación S bajo la Ley de Títulos Valores o cualquier ley sucesora o regulación de similar efecto).

“Gravamen” significa cualquier hipoteca, prenda, carga, garantía, imposición u otro gravamen o acuerdo preferencial que tenga el efecto de crear un derecho real de garantía, incluyendo, sin limitación, un derecho equivalente creado u originado según las leyes de cualquier país en el que fuéramos, o cualquiera de nuestras Subsidiarias fueran, propietarias de Bienes.

“Oferta Pública Inicial” significa una oferta pública por efectivo de la Emisora o de cualquier accionista directo o indirecto de la Emisora, según corresponda, del capital social, u opciones, warrants o derechos con respecto a su capital social (en el caso de una oferta por su accionistas directo o indirecto de la Emisora, en la medida que los fondos en efectivo sean aportados a la Emisora), aparte de (i) ofertas públicas con respecto al capital social de la Emisora, opciones, warrants, o derechos, registrados bajo el Formulario S-4 o S-8; (ii) la emisión de cualquier Subsidiaria; o (iii) cualquier oferta de capital social emitido en relación con una transacción que constituye un Evento de Cambio de Control.

“Persona” significa cualquier persona física, sociedad anónima (incluyendo un fideicomiso comercial), sociedad de responsabilidad limitada, sociedad de personas, unión transitoria, asociación, sociedad por acciones, fideicomiso, asociación sin personería jurídica u otra entidad o gobierno o cualquier repartición o subdivisión política correspondiente.

“Financiación de Proyectos” significa Endeudamiento o una venta con alquiler recíproco de Bienes de una Subsidiaria cuyos fondos sean destinados a financiar una nueva adquisición, exploración, desarrollo o ampliación por dicha Subsidiaria o remodelaciones de los Bienes de dicha Subsidiaria que esté garantizado por los Bienes de dicha Subsidiaria.

“Subsidiaria de Financiación de Proyectos” significa, respecto de cualquier Financiación de Proyectos, la Subsidiaria que sea el obligado principal en dicha Financiación de Proyectos.

“Supuesto de Recompra por Cambio de Control” significa la ocurrencia de un Cambio de Control y un Supuesto de Baja de Calificación de Riego.

“Supuesto de Baja de Calificación de Riego” significa que en cualquier momento dentro de los 60 días (período que se extenderá mientras que la calificación de las Obligaciones Negociables esté bajo consideración anunciada públicamente por cualquiera de las Agencias de Calificación, calificando las Obligaciones Negociables para posible rebaja debido a un Cambio de Control, tal período prolongado terminará el día posterior que la correspondiente Agencia de Calificación anuncie su decisión) después del primero de (x) la fecha del anuncio público de un Cambio de Control y (y) la fecha de entrega de la notificación por escrito por parte de la Autoridad de Calificación pertinente, (i) si tres Agencias de Calificación están haciendo pública la calificación de las Obligaciones Negociables, al menos dos de las Agencias de Calificación o (ii) si dos o menos Agencias de Calificación están poniendo a disposición públicamente las calificaciones de los Valores, entonces cualquiera de las Agencias de Calificación, total o parcialmente como resultado de dicho Cambio de Control.

“Acciones sujetas a Rescate” significa cualquier clase o serie de Capital Social que por sus términos o por otra vía debiera ser rescatada antes del vencimiento estipulado de las obligaciones negociables de cualquier serie o estuviera sujeta a rescate a opción de su tenedor en cualquier momento anterior al vencimiento estipulado de las obligaciones de cualquier serie.

“Bienes” significa cualquier activo, ingresos o cualquier otro bien, tangible o intangible, mueble o inmueble, incluyendo, entre otros, cualquier derecho a percibir ganancias.

“Subsidiaria Significativa” significa, en cualquier momento pertinente, cualquiera de nuestras Subsidiarias que sea una “subsidiaria significativa” dentro del significado de la Norma 1-02 de la Regulación S-X promulgada por la SEC, con vigencia a la fecha del presente prospecto.

“Subsidiaria” significa, respecto de cualquier Persona, toda sociedad, asociación u otra entidad comercial más de cuyo 50% de los derechos de voto de su Capital Social fuera en ese momento de titularidad o estuviera controlado, directa o indirectamente, por dicha Persona o una o más de las demás Subsidiarias de dicha Persona o por una combinación de ellas.

“Patrimonio Neto Total” significa nuestro patrimonio neto consolidado total, determinado de acuerdo con los PCGA Argentinos, según conste en nuestros estados financieros más recientemente presentados a la CNV.

Supuestos de Incumplimiento

En tanto cualquiera de las obligaciones negociables de cualquier serie continúe en circulación, en caso de que hubiera ocurrido y se mantuviera vigente cualquiera de los siguientes supuestos (cada uno de ellos denominado un “Supuesto de Incumplimiento”) respecto de las obligaciones negociables de dicha serie:

- (a) si no pagáramos el capital adeudado sobre las obligaciones negociables de dicha serie y dicho incumplimiento continuará durante un periodo de 7 días; o
- (b) si no pagáramos los intereses o los Montos Adicionales adeudados sobre cualquier obligación negociable de dicha serie y dicho incumplimiento continuara durante un período de 30 días; o
- (c) si no cumpliéramos u observáramos cualquier término, compromiso u obligación del presente Prospecto detallados bajo el título “—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres”; o
- (d) si no cumpliéramos u observáramos cualquiera de los demás términos, compromisos u obligaciones establecidos bajo las obligaciones negociables de dicha serie no descritos de otro modo en los apartados (i), (ii) o (iii) precedentes, por un período de más de 30 días desde que el Fiduciario, o los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie nos hubieran notificado por escrito dicho incumplimiento solicitándonos su reparación; o
- (e) si nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas (a) incurriéramos en incumplimiento en el pago del capital o intereses respecto de Endeudamiento Público por un monto de capital total igual o superior a US\$ 50.000.000 (o su equivalente en ese momento) con la excepción de las obligaciones negociables de dicha serie, cuando y según venciera y fuera exigible dicho Endeudamiento Público, si dicho incumplimiento se extendiera más allá del período de gracia, si hubiera, originalmente aplicable y el momento del pago de dicho monto no hubiera sido prorrogado expresamente o (b) no observáramos cualquiera de los demás términos y condiciones respecto de Endeudamiento Público por un monto de capital total igual o superior a US\$ 50.000.000 (o su equivalente en ese momento) que no sean las obligaciones negociables de dicha serie, si el efecto de dicho incumplimiento fuera originar que el monto de capital total de dicho Endeudamiento Público venza antes de su vencimiento establecido, estableciéndose que la presente cláusula (iv) no será aplicable aquellos Endeudamientos Públicos de cualquier Subsidiaria de Financiación de Proyectos salvo que tal Endeudamiento Público constituya un Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas (que no sea una Subsidiaria de Financiación de Proyectos); o

- (f) si se nos tornara ilícito cumplir con cualquiera de nuestras obligaciones contraídas en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, o las obligaciones negociables de dicha serie, o cualquiera de nuestras obligaciones de pago en virtud de sus términos dejaran de ser válidas, vinculantes o exigibles; o
- (g) si el Contrato de Fideicomiso correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, por cualquier razón dejara de tener plena vigencia y efecto de acuerdo con sus términos o su efecto vinculante o exigibilidad fueran controvertidos por nosotros, o si negáramos tener más responsabilidad u obligaciones en virtud de los términos o en relación con dicho Contrato de Fideicomiso, si lo hubiera; o
- (h) si nuestro Directorio o nuestros accionistas adoptaran o aprobaran una resolución, o una entidad pública o tribunal competente dictara una resolución o fallo para nuestra liquidación o disolución, salvo según una fusión por absorción, consolidación u otra operación permitida de otro modo de acuerdo con los términos del presente Prospecto según se describe en el título “— Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres” y, en caso de dictarse tal sentencia o fallo, si no fueran desestimados dentro de los 90 días; o
- (i) si un tribunal competente dictara un fallo o resolución para (a) hacer lugar a un pedido de quiebra iniciado por terceros en nuestra contra o en contra de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas conforme a la Ley N° 24.522 de Argentina y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”) o a cualquier otra ley en materia de quiebras, concursos u otra ley similar aplicable actualmente o que rija en el futuro, o (b) que se nos designe un administrador, liquidador, síndico o interventor o a cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas o para la totalidad o sustancialmente la totalidad de nuestros Bienes o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas y, en cada caso, dicha resolución o fallo no fueran suspendidos y permanecieran vigentes por un período de 90 días corridos; o
- (j) si nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas (a) presentáramos o presentasen respecto de nosotros mismos o respecto de sí un pedido de quiebra o concurso conforme a la Ley de Concursos y Quiebras o a cualquier otra ley aplicable en materia de quiebras, concursos u otra ley similar vigente actualmente o en el futuro, incluyendo, sin limitaciones, cualquier acuerdo preventivo extrajudicial, (b) aceptáramos la designación o la toma de posesión por parte de un administrador, liquidador, síndico o interventor para nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas respecto de todos o sustancialmente la totalidad de nuestros Bienes o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, o (c) efectuáramos cualquier cesión en beneficio de los acreedores en general; o
- (k) si se acordara o declarara una suspensión de pagos respecto de cualquier porción de nuestro Endeudamiento o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, estableciéndose que la presente cláusula (k) no será aplicable a aquellos Endeudamientos de cualquier Subsidiaria de Financiación de Proyectos salvo que dicho Endeudamiento constituya un Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas (que no sea una Subsidiaria de Financiación de Proyectos); o
- (l) si ocurriera cualquier hecho que, según las leyes de cualquier jurisdicción que corresponda, tuviera un efecto análogo a cualquiera de los hechos referidos en los puntos (i) o (j) precedentes y en el caso de (i), dicho evento análogo no fuera desestimado dentro de 90 días corridos; o

entonces, de ocurrir tal Supuesto de Incumplimiento (salvo un Supuesto de Incumplimiento especificado en los puntos (i), (j), (k) o (l) precedentes) y no ser subsanado respecto de cualquier serie de obligaciones negociables, el Fiduciario, o los tenedores de como mínimo el 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie podrán declarar el vencimiento automático del capital de todas las obligaciones negociables de dicha serie, mediante notificación por escrito a nosotros (y al Fiduciario, si lo hubiera, si fuera realizado por los tenedores), con lo cual vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales. En caso de ocurrir un Supuesto de Incumplimiento especificado en los párrafos (i), (j), (k) o (l) anteriores, vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales de todas las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación sin ninguna acción del Fiduciario o de cualquier titular; teniendo en cuenta, no obstante, que luego de tal caducidad de plazos, se requerirá el voto afirmativo de los tenedores de no menos del 66,66% del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación presentes en persona o por representación en una asamblea de tales tenedores que hubiera constituido quórum para, en ciertas circunstancias y con el alcance permitido por la Ley de Concursos y Quiebras y cualquier otra ley de quiebras, concursos u otras leyes similares que fueran aplicables, rescindir y anular tal caducidad de plazos si se hubieran subsanado o dispensado según disponga el presente Prospecto todos los Supuestos de Incumplimiento, a excepción del no pago del capital vencido.

Derechos de Registro

Si estuviera especificado en el Suplemento de Precio correspondiente, podremos firmar un contrato de derechos de registro (un “Contrato de Derechos de Registro”) con los colocadores pertinentes respecto de una serie de obligaciones negociables. En ese contrato, acordaremos, en beneficio de los tenedores de dichas obligaciones negociables, presentar ante la SEC y emplear los esfuerzos comercialmente razonables para disponer que se apruebe una solicitud de autorización de oferta relativa a una oferta de canje de las obligaciones negociables por una emisión de obligaciones negociables registradas ante la SEC con términos idénticos a las obligaciones negociables (con la excepción de que las obligaciones negociables de canje no estarán sujetas a restricciones a la

transferencia en Estados Unidos ni a ningún aumento de la tasa de interés según se describe más adelante) (las “Obligaciones Negociables de Canje”).

Después que la SEC declare la aprobación de la solicitud de autorización de la oferta de canje, ofreceremos las Obligaciones Negociables de Canje a cambio de las obligaciones negociables. La oferta de canje permanecerá abierta por la cantidad de días especificada en el Suplemento de Precio aplicable después de la fecha en que enviemos notificación de la oferta de canje a los tenedores de las obligaciones negociables. Por cada obligación negociable que se nos entregue conforme a la oferta de canje, el tenedor recibirá una Obligación Negociable de Canje de igual monto de capital. Se devengarán intereses sobre cada Obligación Negociable de Canje desde la última Fecha de Pago de Intereses en la se hubieran pagado intereses sobre las obligaciones negociables o, si no se hubieran pagado intereses sobre las obligaciones negociables, desde la fecha de emisión de las obligaciones negociables.

Si las correspondientes interpretaciones de los funcionarios de la SEC no permitieran que realicemos la oferta de canje, emplearemos nuestros esfuerzos comercialmente razonables para que se apruebe una solicitud anticipada de autorización de oferta en relación con las ventas de las obligaciones negociables y para mantener la solicitud anticipada de autorización de oferta vigente hasta que todas las obligaciones negociables comprendidas en la solicitud anticipada de autorización de oferta hayan sido vendidas. En el caso de dicha solicitud de autorización de oferta, suministraremos a cada tenedor de obligaciones negociables copias de un prospecto, notificaremos a cada tenedor de obligaciones negociables cuando haya sido aprobada la solicitud anticipada de autorización de oferta y llevaremos a cabo ciertos otros actos que permitan las ventas de las obligaciones negociables. Un tenedor de obligaciones negociables que las venda conforme a la solicitud anticipada de autorización de oferta en general deberá ser nombrado como tenedor de títulos vendedor en el prospecto correspondiente y deberá entregar un prospecto a los compradores, quedará sujeto a algunas de las disposiciones sobre responsabilidad civil de la Ley de Títulos Valores Estadounidense en relación con esas ventas y quedará obligado por las disposiciones del Contrato de Derechos de Registro que sean aplicables a dicho tenedor (incluyendo ciertas obligaciones de indemnización).

Si (i) la solicitud de autorización de oferta de canje no se presentara ante la SEC en la fecha establecida en el Suplemento de Precio pertinente o antes, (ii) no se aprobara la oferta de canje el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes, (iii) la oferta de canje no se completara el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes, o (iv) si fuera requerido por el Contrato de Derechos de Registro y no se aprobara una solicitud anticipada de autorización de oferta de las obligaciones negociables el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes o dejara de tener validez o no pudiera utilizarse en el plazo allí especificado, en ese caso, al tener lugar cada uno de los supuestos referidos en los puntos (i) a (iv) anteriores, la tasa de interés devengada por las obligaciones negociables afectadas será aumentada según lo especificado en el Suplemento de Precio correspondiente.

Si lleváramos a cabo una oferta de canje, tendremos derecho a cerrar la respectiva oferta de canje en la fecha especificada en el Suplemento de Precio pertinente, siempre que se hubieran aceptado todas las obligaciones negociables válidamente entregadas de acuerdo con los términos de la oferta de canje. Las obligaciones negociables no presentadas en la oferta de canje continuarán sujetas a los términos y condiciones especificados en el Suplemento de Precio correspondiente, incluyendo las restricciones a la transferencia.

El presente es un resumen de las disposiciones que puede incluir el Contrato de Derechos de Registro; no pretende ser una descripción completa de sus disposiciones y está condicionado en su totalidad a dicho Contrato de Derechos de Registro.

Si las obligaciones negociables fueran aceptadas para su negociación en el mercado BYMA, MAE o Bolsa de Valores de Luxemburgo, la oferta de canje pertinente se realizará de acuerdo con sus requisitos. Si fuera requerido, se informará a la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se publicará un aviso en un diario de Luxemburgo de amplia circulación en el caso de alguna variación en la tasa de interés pagadera sobre las obligaciones negociables y se anunciará el inicio de la oferta de canje y sus resultados. En tanto las obligaciones negociables sean aceptadas para su negociación en el BYMA, MAE o la Bolsa de Valores de Luxemburgo, los documentos preparados para la oferta de canje y los servicios prestados a tal fin estarán disponibles a través de las oficinas del agente de cotización en Luxemburgo.

Asambleas, Modificación y Dispensa

Nosotros podremos, sin el voto o consentimiento de tenedores de obligaciones negociables de una serie, modificar los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie con el objeto de:

- agregar a nuestros compromisos los demás compromisos, restricciones, condiciones o disposiciones que sean en beneficio de los tenedores de dichas obligaciones negociables;
- ceder cualquier derecho o poder que se nos confiera;
- garantizar las obligaciones negociables de cualquier serie de acuerdo con sus requisitos o de otra forma;

- acreditar nuestra sucesión por otra persona y la asunción por parte de dicho sucesor de nuestros compromisos y obligaciones en las obligaciones negociables en virtud de cualquier fusión por absorción, consolidación o venta de activos;
- establecer la forma o los términos y condiciones de cualquier nueva serie de obligaciones negociables con el alcance permitido por el presente;
- cumplir cualquier requerimiento de la CNV a fin de dar efecto y mantener la calificación del presente;
- cumplir con los requisitos de la SEC a fin de que el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, califique según la Ley de Fideicomisos Estadounidense;
- realizar cualquier modificación que sea de naturaleza menor o técnica o para corregir o complementar alguna disposición ambigua, incompatible o defectuosa incluida en el Contrato presente o en dichas obligaciones negociables, siempre que dicha modificación, corrección o suplemento no afecten en forma adversa los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie;
- realizar toda otra modificación, u otorgar alguna dispensa o autorización de cualquier incumplimiento o incumplimiento propuesto de cualquiera de los términos y condiciones de dichas obligaciones negociables, de forma tal que no afecte en forma adversa los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en cualquier aspecto sustancial; y
- realizar modificaciones o reformas a fin de aumentar el monto del Programa.

Nosotros podremos efectuar modificaciones y reformas a los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie, así como podrán dispensar nuestro cumplimiento futuro o el incumplimiento anterior, mediante la adopción de una resolución en una asamblea de tenedores de una serie de obligaciones negociables según lo establecido más adelante; sin embargo, sin el consentimiento unánime de los tenedores de todas las obligaciones negociables de una serie afectada en forma adversa, tales modificaciones, reformas y dispensas no podrán:

- prorrogar la fecha de vencimiento para el pago de capital, prima, si hubiera, o de cualquier cuota de intereses sobre dicha obligación negociable;
- reducir el capital, la porción del capital pagadera en caso de caducidad de su plazo, la tasa de interés o la prima pagadera en caso de rescate o recompra de cualquiera de tales obligaciones negociables;
- reducir nuestra obligación de pagar Montos Adicionales sobre cualquiera de tales obligaciones negociables;
- acortar el período durante el cual no se nos permite rescatar cualquiera de tales obligaciones negociables o permitirnos rescatar tal obligación negociable si, sin ese permiso, no estuviera autorizada a hacerlo;
- cambiar las circunstancias bajo las cuales se pueden rescatar las obligaciones negociables de dicha serie;
- cambiar la Moneda Especificada en la cual debe pagarse cualquier obligación negociable o la prima o intereses sobre dicha obligación negociable o los lugares de pago requeridos;
- reducir el porcentaje del valor nominal total de tales obligaciones negociables necesario para modificar, reformar o complementar dichas obligaciones negociables, o para la dispensa del cumplimiento de ciertas de sus disposiciones o para dispensar ciertos incumplimientos;
- reducir el porcentaje del valor nominal total de obligaciones negociables en circulación requerido para la adopción de una resolución o el quórum requerido en cualquier asamblea de tenedores de dichas obligaciones negociables en la cual se adopta la resolución;
- modificar las disposiciones del presente relacionadas con asambleas de tenedores de dichas obligaciones negociables, modificaciones o dispensas según lo descrito precedentemente, salvo para aumentar dicho porcentaje o disponer que ciertas otras disposiciones del presente no puedan ser modificadas o dispensadas sin el consentimiento del tenedor de cada título afectado adversamente por tal acto;
- modificar las disposiciones de subordinación relacionadas con obligaciones negociables subordinadas de cualquier forma adversa para los tenedores de obligaciones negociables;
- modificar las disposiciones sobre garantía relacionadas con obligaciones negociables garantizadas de cualquier forma adversa para los tenedores de obligaciones negociables; o
- afectar el derecho de iniciar acciones judiciales para la ejecución de cualquier pago respecto de cualquiera de tales obligaciones negociables.

Las asambleas de tenedores de obligaciones negociables de una serie podrán ser convocadas por nuestro Directorio o nuestra Comisión Fiscalizadora, el Fiduciario, si lo hubiera, o cuando sea requerido por los tenedores que posean por lo menos 5% del valor

nominal de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie. Las asambleas celebradas a pedido escrito de tenedores de obligaciones negociables serán convocadas dentro de los 40 días de la fecha en la que recibamos tal solicitud escrita.

Las asambleas podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las propuestas de modificación de los términos y condiciones de cualquier serie de obligaciones negociables serán consideradas y resueltas en asamblea extraordinaria. Cualquiera de tales asambleas se celebrará, si así correspondiera según lo establecido en la respectiva serie de obligaciones negociables, simultáneamente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Ciudad de Nueva York mediante medios de telecomunicación que permitan a los participantes escucharse y hablar entre sí. La convocatoria a asamblea de tenedores de obligaciones negociables (la cual incluirá la fecha, lugar y hora de la asamblea, el orden del día y los requisitos de asistencia) será enviada, a costa nuestra, entre los 10 y 30 días anteriores a la fecha fijada para la reunión según se establece bajo el título “—Notificaciones”, y se publicará durante cinco días hábiles en Argentina en el Boletín Oficial, en un diario de amplia circulación en Argentina y en los sistemas informativos de los mercados correspondientes donde se listen las Obligaciones Negociables. La primera y segunda convocatoria para el caso de no reunirse quórum en la primera reunión podrán ser realizadas en forma simultánea. No obstante, para asambleas que incluyan en el orden del día temas que requieran la aprobación unánime de los tenedores o la modificación de cualquiera de los términos y condiciones de las obligaciones negociables, la segunda convocatoria por falta de quórum en la primera será realizada no menos de 8 días antes de la fecha fijada para la nueva reunión, y será publicada durante 3 días hábiles en el Boletín Oficial de Argentina, un diario de amplia circulación en Argentina y en los sistemas informativos de los mercados correspondientes donde se listen las Obligaciones Negociables.

Para tener derecho a votar en una asamblea de tenedores, una persona deberá ser (i) un tenedor de una o más obligaciones negociables a la fecha de registro pertinente o (ii) una persona designada mediante un instrumento escrito como apoderado de dicho tenedor de una o más obligaciones negociables.

El quórum requerido en cualquier asamblea ordinaria convocada para adoptar una resolución estará constituido por personas que tengan o representen la mayoría del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de una serie, y en cualquier asamblea celebrada en segunda convocatoria estará constituido por cualquier número de personas presentes en la segunda reunión. El quórum requerido en cualquier asamblea extraordinaria convocada para adoptar una resolución estará constituido por personas que tengan o representen como mínimo el 60% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de una serie y, en caso de celebrarse en segunda convocatoria, el quórum lo constituirán personas que tengan o representen como mínimo el 30% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación. En la primera o segunda reunión de una asamblea debidamente convocada y en la cual se hubiera constituido quórum, toda resolución para modificar o enmendar o para dispensar el cumplimiento de cualquier disposición de las obligaciones negociables de cualquier serie (salvo las disposiciones a las que se hace referencia en el cuarto párrafo precedente) será considerada y válidamente adoptada de ser aprobada por las personas con derecho a votar la mayoría del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación representadas y con derechos de voto en la asamblea. Todo instrumento entregado por o en representación de cualquier tenedor de una obligación negociable en relación con cualquier consentimiento de la mencionada modificación, enmienda o dispensa será irrevocable una vez otorgado y será concluyente y vinculante para todos los futuros tenedores de dicha obligación negociable. Toda modificación, enmienda o dispensa de los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie será concluyente y vinculante para todos los tenedores de obligaciones negociables de dicha serie, sea que hubieran dado o no su consentimiento al respecto o hubieran estado presentes o no en cualquier asamblea, y para todas las obligaciones negociables de dicha serie.

Designaremos o, en el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso para una serie respectiva, el Fiduciario designará, la fecha de registro para la determinación de los tenedores de obligaciones negociables de cualquier serie con derecho a votar en cualquier asamblea y notificaremos o, en el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso para una serie respectiva, el Fiduciario notificará, a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en la manera establecida en el presente. El tenedor de una Obligación Negociable podrá, en cualquier asamblea de tenedores de una serie de obligaciones negociables en la cual dicho tenedor tuviera derecho a votar, emitir un voto por cada dólar estadounidense del monto de capital de las obligaciones negociables en poder de dicho tenedor en el que dichas obligaciones negociables estuvieran denominadas. Con independencia de lo expresado precedentemente, en las asambleas de tenedores de más de una serie de obligaciones negociables, un tenedor de una obligación negociable que no especifique pagos de intereses regulares, incluyendo, sin limitación, Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original, tendrá derecho a un voto en cualquiera de dichas asambleas por cada dólar estadounidense del valor de rescate de dicha obligación negociable calculado a la fecha de dicha asamblea. Para obligaciones negociables denominadas en una o más Monedas Especificadas que no sea el dólar estadounidense, el equivalente en dólares de dichas obligaciones negociables se calculará a los tipos de cambio de la fecha de dicha asamblea o, en el caso de notificaciones o consentimientos escritos, en las fechas que designemos a tal efecto.

A los fines de las disposiciones precedentes, se considerará que cualquier obligación negociable autenticada y entregada se encuentra “en circulación” en cualquier fecha de determinación, salvo:

- las obligaciones negociables que, a dicha fecha, hubieran sido canceladas por nosotros, por la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o el Fiduciario, si lo hubiere, o entregadas a nosotros, a la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o al Fiduciario, si lo hubiere, para su cancelación;

- las obligaciones negociables que hubieran sido llamadas a rescate o respecto de las cuales se hubiera realizado una oferta de recompra de acuerdo con sus términos o que se hubieran tornado vencidas y pagaderas a su vencimiento o de otro modo y respecto de las cuales se hubiera depositado en nosotros, en la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o en el Fiduciario, si lo hubiere, una suma suficiente para pagar el capital, prima, intereses, Montos Adicionales u otros montos relacionados; o
- las obligaciones negociables en lugar o en reemplazo de las cuales se hubieran autenticado y entregado otras obligaciones negociables.

Teniendo en cuenta, sin embargo, que, para determinar si los tenedores del monto de capital requerido de obligaciones negociables en circulación de una serie se encuentran presentes en una asamblea de tenedores de obligaciones negociables de dicha serie a los fines del quórum o si han prestado su consentimiento o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, dispensa, modificación, reforma o complemento, no se computarán y no serán consideradas obligaciones negociables en circulación las obligaciones negociables de dicha serie en nuestro poder, directa o indirectamente, o en poder de cualquiera de nuestras Sociedades Vinculadas, inclusive cualquier Subsidiaria.

En el caso en que hubiéramos celebrado un Contrato de Fideicomiso, inmediatamente después del otorgamiento por nuestra parte y la del correspondiente Fiduciario de cualquier suplemento o modificación de dicho Contrato de Fideicomiso, cursaremos notificación al respecto a los tenedores de las obligaciones negociables y, de ser aplicable, a la CNV, describiendo en términos generales el contenido de dicho suplemento o modificación. Si no enviáramos dicha notificación a los tenedores de las obligaciones negociables dentro de los 15 días posteriores a la celebración de dicho suplemento o modificación, el correspondiente Fiduciario notificará a los tenedores, a costa nuestra. La falta de envío de dicha notificación por nuestra parte o la del Fiduciario, o cualquier vicio que pudiera existir en dicha notificación, no limitarán ni afectarán en forma alguna la validez de dicho suplemento o modificación.

En caso de que una serie de obligaciones negociables fuera admitida para su negociación en BYMA, MAE o la Bolsa de Valores de Luxemburgo o si se listarán en cualquier otra bolsa de valores, dichas asambleas de tenedores y las convocatorias pertinentes también cumplirán con las normas aplicables de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha bolsa de valores, según fuera aplicable.

De conformidad con lo establecido por el artículo 14 in fine de la Ley de Obligaciones Negociables, la Compañía podrá obtener el consentimiento de los tenedores sin necesidad de convocar a una asamblea de tenedores. La solicitud de consentimiento correspondiente cumplirá con todos los preceptos establecidos en el artículo 14 in fine de la Ley de Obligaciones Negociables.

La Emisora remitirá a cada tenedor registrado por medio fehaciente, escrito dirigido al domicilio registrado ante Caja de Valores, o cualquiera otro denunciado a la Emisora, una nota (la “Solicitud de Consentimiento”) que deberá incluir (i) una descripción pormenorizada de las circunstancias del caso, (ii) en su caso, su evaluación y el modo en que dichas circunstancias afectarían a la Emisora o a las Obligaciones Negociables, según sea el caso, (iii) los recaudos indicados en el párrafo siguiente a efectos de manifestar su voluntad, y (iv) la advertencia que el silencio, transcurridos cinco (5) Días Hábiles de la recepción de la Solicitud de Consentimiento (o aquel plazo mayor o menor que se indique en el correspondiente Suplemento de Prospecto), importará una negativa a la Solicitud de Consentimiento.

Los tenedores de Obligaciones Negociables deberán contestar por nota o según el método fehaciente que señale la Emisora, dentro de los 5 (cinco) Días Hábiles (o aquel plazo mayor o menor que se indique en el correspondiente Suplemento de Prospecto) de recibida la nota de la Emisora, o dentro del plazo mayor que la Emisora indique. La Compañía deberá verificar que exista consentimiento de la mayoría requerida, según la decisión a adoptar conforme se anteriormente, de los tenedores registrados de Obligaciones Negociables a la fecha de vencimiento del plazo correspondiente, conforme a los registros de Caja de Valores.

Ejecución por parte de los Tenedores de Obligaciones Negociables

Salvo lo dispuesto en el siguiente párrafo, ningún tenedor de una obligación negociable de una serie tendrá derecho alguno ni podrá valerse de ninguna disposición de tales obligaciones negociables, para iniciar un juicio, acción o procedimiento conforme al derecho consuetudinario anglosajón o a *equity*, en virtud o en relación con las obligaciones negociables de dicha serie, o para designar un síndico o administrador, o para cualquier otro recurso en virtud de dichos documentos, a menos que (i) dicho tenedor nos hubiera notificado, o hubiera notificado previamente al Fiduciario, si lo hubiera, por escrito un incumplimiento de las obligaciones negociables; (ii) los tenedores de no menos del 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie hubieran presentado una solicitud escrita al Fiduciario, si lo hubiera, para que inicie dicha acción, juicio o procedimiento en nombre propio como Fiduciario en virtud del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, habiendo ofrecido al Fiduciario la indemnización razonable que éste requiera por los costos, gastos y obligaciones a incurrir en tal sentido; y (iii) el Fiduciario, si lo hubiera, transcurridos 60 días de la recepción de tal notificación, solicitud y oferta de indemnización, no hubiera iniciado tal acción, juicio o procedimiento y no hubiera recibido ninguna directiva incompatible con tal solicitud escrita de acuerdo con el Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie.

Con independencia de cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si este hubiese sido celebrado, y de cualquier disposición de cualquier obligación negociable, el derecho de cualquier tenedor de obligaciones negociables a percibir el pago del capital y los intereses sobre dicha obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) en o con posterioridad a las respectivas fechas de vencimiento expresadas en dicha obligación negociable, o a entablar juicio, inclusive una acción ejecutiva

individual según el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, para ejecutar cualquiera de dichos pagos en las respectivas fechas de vencimiento, no se verá limitado o afectado sin el consentimiento de dicho tenedor.

El titular beneficiario de obligaciones negociables representadas por una Obligación Negociable Global podrá obtener del depositario pertinente, ante su solicitud y sujeto a ciertas limitaciones establecidas en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si lo hubiere, un certificado representativo de su participación en la Obligación Negociable Global respectiva de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales. Este certificado permitirá al titular beneficiario iniciar acciones legales ante cualquier tribunal competente en Argentina, incluidas acciones ejecutivas, para obtener el pago de los montos vencidos en virtud de las obligaciones negociables.

Rescisión de Obligaciones

Salvo que se especifique de distinto modo en el Suplemento de Precio aplicable respecto de Obligaciones Negociables a Tasa Fija denominadas en dólares, podremos, a nuestra opción, elegir rescindir (1) todas sus obligaciones con respecto a las obligaciones negociables (“rescisión total”), excluyendo ciertas obligaciones, incluidas aquéllas respecto de cualquier fideicomiso creado a estos fines y obligaciones referentes a la transferencia y canje de las obligaciones negociables, el reemplazo de obligaciones negociables total o parcialmente destruidas, extraviadas o robadas, y el mantenimiento de oficinas de representación respecto de las obligaciones negociables o (2) rescindir nuestras obligaciones conforme a ciertos compromisos incluidos en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si lo hubiere, o en el correspondiente Suplemento de Precio, de manera que el incumplimiento de dichas obligaciones no constituya un supuesto de incumplimiento (“rescisión parcial”). A efectos de ejercer la rescisión total o parcial, debemos irrevocablemente depositar en el Fiduciario, si lo hubiere, o en quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, una suma de dinero u obligaciones del gobierno de los Estados Unidos, o una combinación de ambos, por los montos que sean suficientes para pagar el capital, prima, si hubiera, e intereses (y Montos Adicionales, si hubiera) respecto de las obligaciones negociables en ese momento en circulación en el Vencimiento Estipulado de las obligaciones negociables, y cumplir ciertas otras condiciones, incluyendo, entre otras, si así se acordase en el respectivo Contrato de Fideicomiso, o en el correspondiente Suplemento de Precio, la entrega al Fiduciario, si lo hubiera, o a quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, de una opinión de un asesor legal reconocido a nivel nacional en Estados Unidos (y, de así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, en Argentina) con experiencia en tales asuntos fiscales, a efectos de que el depósito y rescisión vinculada no ocasionen que los tenedores de las obligaciones negociables reconozcan ingresos, ganancias o pérdidas conforme a las leyes en materia impositiva de las jurisdicciones aplicables, así como otras cuestiones pertinentes.

Reintegro de Fondos; Prescripción

Los fondos depositados o pagados al Fiduciario, si lo hubiere, o a cualquier Agente de Pago, o a quien sea designado en el correspondiente Suplemento de Precio, para el pago del capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación o respecto de cualquier obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) y que no se hubieran destinado y permanecieran sin ser reclamados durante dos años después de la fecha en la que el capital o intereses u otros montos se hubieran tornado vencidos y pagaderos, salvo disposición en contrario conforme a la normativa obligatoria aplicable en materia de bienes que revierten al Estado o abandonados o no reclamados, se nos reintegrará por el Fiduciario, si lo hubiere, o por dicho Agente de Pago, o por quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, y el tenedor de dicha obligación negociable, salvo disposición en contrario conforme a la normativa obligatoria aplicable en materia de bienes que revierten al Estado o abandonados o no reclamados, recurrirá a partir de ese momento exclusivamente a nosotros para cualquier pago que dicho tenedor tuviera derecho a cobrar, a partir de lo cual se extinguirá toda responsabilidad del Fiduciario o de cualquier Agente de Pago, en relación con dichas sumas de dinero.

Todos los reclamos que se nos hicieran por el pago de capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación con cualquier obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) prescribirán, salvo que se realicen dentro de los cinco años en el caso del capital y dos años en el caso de los intereses a contar desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente, o dentro del plazo menor establecido por la ley aplicable.

Notificaciones

Las notificaciones a los tenedores de obligaciones negociables se considerarán válidamente efectuadas (i) cuando sean enviadas a dichos tenedores por correo de primera clase (o, en el caso de tenedores conjuntos, cuando sean enviadas al primero que figure en el Registro) a sus respectivas direcciones según figuran en el Registro, y se considerarán válidamente entregadas el cuarto Día Hábil posterior a la fecha de envío por correo, y en el caso de notificaciones cursadas a tenedores de obligaciones negociables domiciliados en Argentina, al momento de su recepción, (ii) mientras dichas obligaciones negociables se encuentren listadas en el MAE, cuando se publiquen en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en el boletín del MAE y en un diario de amplia circulación en la Argentina, y (iii) mientras dichas obligaciones negociables sean admitidas para su negociación en BYMA, MAE, la Bolsa de Valores de Luxemburgo o cualquier otro mercado de valores, cuando se publiquen en un diario principal de amplia circulación en Luxemburgo (sin embargo, si no pudiera realizarse tal publicación, la notificación se considerará válidamente otorgada si se cursara de cualquier otra forma prevista por las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo). Se prevé que las notificaciones en Luxemburgo se publicarán en el *d'Wort* y las notificaciones en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires se publicarán en La Nación o El Cronista Comercial. Toda notificación se considerará efectuada en la fecha de su publicación o, de haberse publicado más de una vez o en

diferentes fechas, en la última fecha en la que se requiera tal publicación y se lleve a cabo según lo requerido. En el caso de Obligaciones Negociables Globales, las notificaciones serán enviadas a DTC, Euroclear o Clearstream, según corresponda, o a sus representantes (o sucesores), como sus tenedores, y dicha caja o cajas de valores las comunicarán a sus participantes de acuerdo con sus procedimientos de práctica.

Asimismo, deberemos disponer toda otra publicación de notificaciones periódicamente requerida por las leyes argentinas aplicables. Ni la falta de notificación ni cualquier defecto en la notificación efectuada a un tenedor en particular de una obligación negociable afectará la suficiencia de las notificaciones realizadas respecto de otras obligaciones negociables.

Indemnización respecto de la Moneda de Sentencia

En caso de que la sentencia o fallo dictado por cualquier tribunal determinara el pago de un monto con respecto a cualquier obligación negociable en una moneda (la "moneda de sentencia") distinta de la moneda (la "moneda de denominación") en la que están denominadas dichas obligaciones negociables o en la que debe efectuarse el pago, indemnizaremos al tenedor correspondiente por cualquier diferencia resultante o emergente de cualquier variación en los tipos de cambio vigentes entre la fecha en la que teóricamente debe convertirse el monto en la moneda de denominación a la moneda de sentencia a los fines de cumplir con lo dispuesto por dicha sentencia o fallo y la fecha de su efectivo pago. Esta indemnización constituirá una obligación separada e independiente de las otras obligaciones contenidas en los términos y condiciones de las obligaciones negociables, otorgará el derecho a iniciar acción legal separada e independiente, se aplicará independientemente de cualquier moratoria concedida oportunamente y continuará en plena vigencia y efecto independientemente de cualquier sentencia o fallo para el pago de una o varias sumas de dinero determinadas en relación con montos adeudados respecto de la obligación negociable correspondiente o conforme a dicha sentencia o fallo.

Destino de los Fondos

Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables serán destinados a cualquiera de los destinos contemplados en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital en el país, (ii) para la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) para la integración de capital de trabajo, (iv) para refinanciar pasivos, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) para el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) para la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) para el financiamiento del giro comercial del negocio de la Emisora; en todos los casos cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, o bien a otro destino que cumpla con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables conforme eventualmente determine el Directorio, delegándose en el Directorio de la Emisora la facultad de decidir específicamente el destino que se dará al producido neto de la colocación de cada Clase y/o Serie en particular emitida bajo el Programa, incluyendo sin limitación, la posibilidad de destinar el producido neto de la emisión conforme los lineamientos para la emisión de valores negociables sociales, verdes y sustentables conforme el criterio que a tal efecto establezca la CNV o cualquier organismo al que la CNV haga referencia como, por ejemplo ICMA (International Capital Markets Association). El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Asimismo, la Emisora podrá destinar el producido neto proveniente de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los lineamientos establecidos en el art. 4.5 del Anexo III - Capítulo I - Título VI de las Normas de la CNV, para financiar o refinanciar proyectos o actividades con fines verdes ("Proyectos Verdes Elegibles") y/o sociales ("Proyectos Sociales Elegibles") y/o sustentable ("Proyectos Sustentables Elegibles") (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detallará oportunamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente (conjuntamente, los "Proyectos Elegibles").

Definiciones

- **Bonos Verdes:** son definidos como cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente destinados para financiar, o refinanciar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como 'proyectos verdes'. Los componentes principales son el uso de los fondos, la selección de proyectos, la administración de los fondos y la presentación de informes. Los fondos de la emisión se destinan exclusivamente a financiar actividades con beneficios ambientales, pudiendo incluir activos intangibles. Estos instrumentos contemplan beneficios ambientales como la mitigación y/o adaptación al cambio climático, la conservación de la biodiversidad, la conservación de recursos nacionales, o el control de la contaminación del aire, del agua y del suelo. Los bonos verdes también pueden tener beneficios sociales.

- **Bonos Sociales:** son definidos como bonos cuyos recursos serán exclusivamente utilizados para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos sociales elegibles, ya sea nuevos o existentes y que estén alineados con los cuatro componentes principales de los SBP (social bonds principles). Los proyectos sociales tienen como objeto abordar o mitigar un determinado problema social y/o conseguir resultados sociales positivos especial, pero no exclusivamente, para un determinado grupo de la población. Los bonos sociales también pueden tener beneficios ambientales.

- **Bonos sustentables:** son aquellos que financian una combinación de proyectos ambientales y sociales.

Proyectos Elegibles

Selección de Proyecto

Los Proyectos Elegibles estarán alineados con los Principios de Bonos Verdes de 2018 (GBP, por sus siglas en inglés) Principios de Bonos Sociales (SBP, por sus siglas en inglés), Guía para bonos sustentables (SBG, por sus siglas en inglés) y los principios de bonos vinculados a la sostenibilidad (SLBP, por sus siglas en inglés), todos publicados por ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV.

Gestión de los Fondos

Dado que los Proyectos Elegibles serán desarrollados por la Emisora, las aplicaciones de los fondos serán trazables y monitoreables en los estados financieros de la misma. Mientras se encuentre pendiente su aplicación, los fondos podrán invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo.

Presentación de Informes y Reportes

La Emisora se compromete a enviar al mercado correspondiente -para su difusión- un reporte (el “Reporte”) que contemple información actualizada sobre el uso de los fondos provenientes de sus emisiones, en la que se indiquen el uso de los fondos (agregando una breve descripción de los Proyectos Elegibles), los montos asignados durante el período que abarque dicho informe y, en su caso, las inversiones temporales de los recursos no asignados a dicha fecha. El Reporte incluirá los beneficios ambientales logrados por los Proyectos Elegibles, conforme los Principios de ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV (N.T. 2013 y mod.)

Revisión Externa Independiente

A los efectos de validar las credenciales verdes de las potenciales Clases o Series de Obligaciones Negociables, de conformidad con los lineamientos del Anexo III, Capítulo I, Título VI de las Normas de la CNV, la Emisora contratará a un revisor independiente, quien contará con experiencia en finanzas y sustentabilidad y asimismo, se encargará de realizar un informe indicando su opinión respecto a la categoría verde, social o sustentable del valor negociable elegido para canalizar los Proyectos Elegibles y comprobará que los fondos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables sean aplicados a los destinos descriptos en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Fiabilidad

El Reporte del Bono Social, Verde o Sustentable será acompañado de (i) la confirmación del valor a los fondos netos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables respectivas ha sido aplicado a los Proyectos Elegibles descriptos en el Suplemento correspondiente, y (ii) un reporte anual de auditor independiente confirmando el punto anterior.

Información adicional

El financiamiento obtenido será exclusivamente asignado a actividades o proyectos que califiquen como sociales, verdes o sustentables, que podrán o no estar garantizados por instituciones dedicadas exclusivamente a evaluar la transparencia de este tipo de proyectos, según se detallará en el respectivo Suplemento. Podrá asignarse o no una calificación de riesgo a dichas obligaciones negociables.

La Sociedad adoptará prácticas internacionales a fin de obtener una mayor armonización con los mercados en forma global.

Para que las obligaciones negociables sean calificadas como “Bonos Verdes”, “Bonos Sociales”, “Bonos Sustentables” o “Bonos vinculados a la sostenibilidad” conforme los principios de ICMA y los lineamientos de CNV deberán ser expresamente encuadrados de tal manera por los mercados en que se solicite autorización para la cotización y negociación, no pudiendo hacer uso de estos calificativos si no cumplen los lineamientos especificados en la normativa aludida.

Asimismo, se deja constancia de que la Sociedad también podrá emitir Obligaciones Negociables conforme otros lineamientos y/o parámetros publicados por (i) otros organismos nacionales o internacionales, tales como la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles); o bien (ii) entidades que asignen calificaciones conforme el grado de cumplimiento con ciertos parámetros. En tales casos, la adecuación de las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad a dichos lineamientos, parámetros y/o calificaciones será oportuna y debidamente informada en el respectivo Suplemento. La CNV no ha emitido juicio sobre carácter Social, Verde y/o Sustentable o el grado de adecuación a los parámetros mencionados que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora.

Ley Aplicable, Sentencias, Jurisdicción, Traslado de Notificaciones, Renuncia de Inmunidad

En el Suplemento de Precio correspondiente a cada serie de obligaciones negociables se establecerá la ley aplicable a dichas obligaciones negociables. En este sentido, si así se estableciera en el Suplemento de Precio aplicable y en el Contrato de Fideicomiso de la serie respectiva, si lo hubiera, las obligaciones negociables se podrán regir y deberán ser interpretadas de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, teniendo en cuenta, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la debida autorización, celebración, emisión y entrega de las obligaciones negociables por parte nuestra, y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las obligaciones negociables califiquen como tales conforme a la ley argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables junto con la Ley General de Sociedades y sus modificatorias y otras leyes y normas argentinas aplicables.

La Ley Orgánica del Poder Judicial (*Judiciary Law*) del Estado de Nueva York establece que la sentencia o fallo de una acción fundada en una obligación denominada en una moneda que no fuera el dólar estadounidense será emitida en la moneda extranjera de la obligación subyacente y convertida a dólares al tipo de cambio vigente en la fecha en que se dicte la sentencia o fallo.

Según sea establecido en el Suplemento de Precio correspondiente, nos someteremos irrevocablemente a la competencia no exclusiva de cualquier tribunal de estado o federal con asiento en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluidos los juzgados de primera instancia en lo comercial y el Tribunal de Arbitraje del MAE, o el tribunal arbitral permanente que corresponda al mercado donde se listen las Obligaciones Negociables, según las disposiciones del Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y cualquier tribunal competente en el lugar en que tiene constituido su domicilio social a efectos de cualquier acción o procedimiento que surja o se relacione con el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o las obligaciones negociables. Renunciaremos irrevocablemente, con el máximo alcance permitido por la ley, a interponer cualquier excepción con respecto a la determinación del fuero en que tramite cualquiera de tales acciones o procedimientos iniciados en tal tribunal, y a oponer como defensa la inconveniencia de fuero para tramitar tal procedimiento o acción. Hemos acordado asimismo que la sentencia en firme que dicte dicho tribunal en relación con dicha acción o procedimiento será definitiva y vinculante para nosotros y podrá ser ejecutada en cualquier tribunal a cuya jurisdicción estemos sujetos mediante un juicio sobre dicha sentencia; teniendo en cuenta, sin embargo, que el traslado de notificaciones que se nos hiciese se realizará en la forma especificada en el párrafo siguiente o conforme a cualquier otro procedimiento permitido por ley.

Si así se dispusiera en el Suplemento de Precio correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, mientras cualquier obligación negociable esté en circulación, mantendremos en todo momento un agente autorizado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, a quien podrá darse traslado de las notificaciones en relación con cualquier acción o procedimiento legal que surja o se relacione con las obligaciones negociables o el Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, si lo hubiere. El traslado de notificaciones ha dicho agente y el aviso escrito de dicho diligenciamiento enviado por correo o entregado a la parte demandada en tal acción o proceso, con el alcance de ley permitido, se considerará notificación válida a dicha parte a todo efecto en cualquier acción o procedimiento legal. De así determinarlo en el correspondiente Suplemento de Precio, Cogency Global Inc., podrá ser designado como nuestro agente de notificaciones en cualquier procedimiento entablado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York.

Fiduciario

Las obligaciones negociables de las distintas clases bajo el presente Programa podrán emitirse en el marco de un Contrato de Fideicomiso aplicable a dicha serie. Dicho Contrato de Fideicomiso contendrá disposiciones relativas a los deberes y responsabilidades del Fiduciario y a sus obligaciones para con los tenedores de las obligaciones negociables de la respectiva serie.

El Fiduciario designado según los términos y condiciones de la respectiva serie de obligaciones negociables podrá renunciar en cualquier momento y los tenedores de la mayoría del valor nominal total de dicha serie de obligaciones negociables podrán remover al Fiduciario en cualquier oportunidad. Si el Fiduciario hubiera adquirido o adquiriera un interés en conflicto según el significado de la Ley de Fideicomisos Estadounidense, deberá eliminar tal interés o renunciar de acuerdo con dicha Ley de Fideicomisos Estadounidense. Podremos remover al Fiduciario, si lo hubiera, si éste quedara inhabilitado para desempeñarse como Fiduciario en virtud de los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, si se tornara incompatible para actuar como Fiduciario, o fuera declarado en quiebra o concurso. Si el Fiduciario renunciara o fuera removido, se designará un Fiduciario sucesor de conformidad con los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie. Si fuera necesario, notificaremos a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie y a la CNV la renuncia, remoción o designación del Fiduciario.

Si celebrásemos un Contrato de Fideicomiso en relación con una serie de obligaciones negociables, nos obligaremos en dicho Contrato a indemnizar y defender y mantener indemne al Fiduciario por cualquier pérdida, responsabilidad o gasto documentado (incluidos los costos y gastos documentados razonables de sus asesores legales hasta el tope acordado entre las partes) emergentes o relacionados con la aceptación o administración de tal Contrato de Fideicomiso y con el cumplimiento de sus deberes en virtud del Contrato de Fideicomiso, inclusive, si correspondiera, como Coagente de Registro, Principal Agente de Pago y Agente de Transferencia, salvo cuando en dicha pérdida, responsabilidad o gasto medie su propia culpa grave o dolo.

Si celebrásemos el Contrato de Fideicomiso en relación con una serie de obligaciones negociables, este Contrato establecerá que el Fiduciario o cualquiera de sus sociedades vinculadas o agentes podrán convertirse en titulares o acreedores prendarios de títulos valores con los mismos derechos que tendrían si no revistieran el carácter de Fiduciario o agente del Fiduciario, y podrán de cualquier otra manera negociar con nosotros y percibir, cobrar, tener y retener cobranzas nuestras con los mismos derechos que tendrían si no fueran el Fiduciario o una sociedad vinculada o agente del Fiduciario. El Fiduciario, si lo hubiera, y sus sociedades vinculadas y

agentes estarán facultados a operar comercialmente con nosotros o con cualquiera de nuestras sociedades vinculadas sin estar obligados a informar las ganancias resultantes de dichas operaciones.

Agentes de Pago; Agentes de Transferencia; Agentes de Registro

Podremos designar para cada serie de obligaciones negociables bajo el presente Programa Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia. Asimismo, podremos designar en cualquier momento Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia adicionales u otros en su reemplazo y rescindir su nombramiento; estableciéndose, no obstante, que (i) si así se dispusiera en el Contrato de Fideicomiso de una serie, mientras existan obligaciones negociables de cualquier serie en circulación, mantendremos un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad de Nueva York; (ii) si así se dispusiera en el Contrato de Fideicomiso de una serie, mientras las obligaciones negociables puedan ser negociadas BYMA, MAE o la Bolsa de Valores de Luxemburgo y las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo así lo requieran, por lo menos un Agente de Pago y agente de transferencia tendrá oficinas en Luxemburgo; y (iii) mientras lo exija la ley argentina o la CNV, mantendremos un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Cuando lo requiera el Contrato de Fideicomiso de la serie respectiva, deberá enviarse a los tenedores de las obligaciones negociables notificación inmediatamente de producida cualquier renuncia, revocación o nombramiento de cualquier Agente de Registro, Agente de Pago o Agente de Transferencia y de cualquier cambio de las oficinas a través de las cuales actúan, en la forma descripta bajo el título anterior “—Notificaciones” y a la CNV.

El Fiduciario, los Agentes de Pago, los Agentes de Transferencia, el Agente de Registro y Coagente de Registro no formularán declaración alguna respecto de este prospecto, cualquier Suplemento de Precio o las cuestiones incluidas en el presente o en dichos documentos.

Plan de distribución

Podremos periódicamente ofrecer obligaciones negociables en el marco de este Programa directamente o a través de colocadores. Uno o varios colocadores podrán comprar obligaciones negociables en calidad de comitente nuestro periódicamente para su reventa a inversores y otros compradores a un precio de oferta fijo o a precios diferentes en relación con precios de mercado prevalecientes al momento de la venta según determine cualquier colocador. Si así lo acordamos con un colocador, el colocador también podrá emplear esfuerzos razonables en su representación para solicitar la presentación de ofertas de compra de las obligaciones negociables. Las comisiones con respecto a las obligaciones negociables que sean vendidas a través de un colocador como agente nuestro las convendremos con dicho colocador en el momento de la venta. Si uno o más colocadores participaran en la oferta y venta de obligaciones negociables, celebraremos un contrato de colocación o suscripción con dichos colocadores en el momento de acordar tal oferta y venta. Los términos y condiciones relacionados con la oferta de cualquier serie de obligaciones negociables en particular se detallarán en el respectivo Suplemento de Precio aplicable. La colocación y distribución de las obligaciones negociables a ser emitidas en el marco de este Programa será efectuada en la Argentina de acuerdo con las Normas de la CNV.

Un colocador podrá vender las obligaciones negociables que adquirió como comitente a ciertos otros colocadores, con un descuento equivalente a todo o parte del descuento recibido en relación con dicha compra. El colocador podrá conceder, y, a su vez, dichos otros colocadores podrán conceder, un descuento a ciertos colocadores adicionales. Luego de la oferta inicial de obligaciones negociables, el precio de oferta (en el caso de obligaciones negociables que serán nuevamente vendidas a un precio de oferta fijo), el descuento y la reasignación podrán modificarse.

Cualquier colocador y/o sus afiliadas podrán realizar transacciones derivadas y/o estructuradas con clientes, a pedido de éstos, relacionadas con las obligaciones negociables, y cualquier de dichos colocadores y/o sus afiliados podrán también adquirir alguna de las obligaciones negociables para cubrirse de la exposición al riesgo fruto de dicha transacción. Adicionalmente, cualquier colocador y/o sus afiliados podrán adquirir las obligaciones negociables para una cuenta de su propiedad. Cualquiera de las adquisiciones antes mencionadas podrá tener efecto en la demanda y/o en el precio de las obligaciones negociables.

Antes de la oferta inicial de obligaciones negociables en el marco de este Programa, no había un mercado de negociación establecido para estas obligaciones negociables. Si bien podremos solicitar que las obligaciones negociables de una serie en particular sean admitidas para su negociación en BYMA, MAE, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, o cualquier otro mercado de valores, otras clases y/o series de nuestras obligaciones negociables podrán no ser listadas en ninguna bolsa de valores. Periódicamente, los colocadores podrán formar un mercado respecto de estas obligaciones negociables, aunque no están obligados a hacerlo y podrán interrumpir las actividades de formación de mercado en cualquier momento. Asimismo, esta actividad de formación de mercado estará sujeta a las restricciones impuestas en la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y, de corresponder, por la Ley de Títulos Valores Estadounidense y la Ley del Mercado de Valores Estadounidense, y podrá resultar limitada durante cualquier oferta de canje y la tramitación de cualquier solicitud anticipada de autorización de oferta en relación con los derechos de registro que podremos ofrecer a tenedores de una serie en particular de obligaciones negociables. En consecuencia, no podemos garantizar la liquidez de las obligaciones negociables o el desarrollo o continuidad de un mercado de negociación para las obligaciones negociables.

En relación con una oferta de obligaciones negociables adquiridas por uno o más colocadores como comitentes en base a un precio de oferta fijo, dichos colocadores podrán participar de operaciones de estabilización u otras similares para estabilizar el precio de

las obligaciones negociables únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación pro interferencia de ofertas que aseguren prioridad precio tiempo, garantizados por el mercado y/o cámara compensadora en su caso. Estas operaciones pueden incluir ofertas o compras con el objeto de estabilizar, fijar o mantener el precio de las obligaciones negociables. Si el o los colocadores crean, según el caso, una posición en descubierto en las obligaciones negociables (es decir, si el o los colocadores venden obligaciones negociables por un valor nominal total mayor que el establecido en el Suplemento de Precio aplicable), dichos colocadores podrán reducir dicha posición en descubierto mediante la compra de obligaciones negociables en el mercado abierto. En general, la compra de obligaciones negociables con fines de estabilización o para reducir una posición en descubierto podría provocar el aumento del precio de las obligaciones negociables por sobre el que se fijaría en ausencia de tales compras. Todas estas actividades de estabilización podrán llevarse a cabo de acuerdo con el Artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de las CNV.

En relación con la emisión de obligaciones negociables en el marco de este Programa, según la Ley de Servicios y Mercados Financieros (*Financial Services and Markets Act*) de 2000 del Reino Unido (la “FSMA”), si fuera de aplicación por así determinarlo el Suplemento de Precio correspondiente, cualquier colocador especificado en el Suplemento de Precio aplicable como agente de estabilización (o cualquier colocador del agente de estabilización) podrá sobre asignar obligaciones negociables o efectuar operaciones tendientes a mantener el precio de mercado de las obligaciones negociables pertinentes por sobre el nivel que en otro caso podría prevalecer durante un período limitado. No obstante, podrá no existir esta obligación de parte del agente de estabilización (o de cualquier colocador del agente de estabilización). Cualquier acto de estabilización, de ser iniciado, podrá concluirse en cualquier momento, y después de un período limitado deberá darse por finalizado. Los actos de estabilización deben cumplir todas las leyes, reglamentaciones y normas aplicables.

No formulamos, ni ninguno de los colocadores formula, declaración o predicción alguna en cuanto a la dirección o alcance que puedan tener las operaciones descritas precedentemente respecto del precio de las obligaciones negociables. Asimismo, no formulamos, ni los colocadores formulan, declaración alguna acerca de si los colocadores participarán de tales operaciones o si éstas, una vez iniciadas, no serán interrumpidas sin aviso.

El o los colocadores podrán tener una serie de obligaciones negociables a disposición para su distribución en internet a través de un sitio propio y/o un sistema de terceros operado por MarketAxess Corporation, un proveedor de tecnología de comunicaciones para servicios de internet. MarketAxess Corporation provee el sistema como un medio de comunicación entre los colocadores y sus clientes y no es parte de ninguna operación. MarketAxess Corporation, un operador, recibirá una remuneración de los colocadores en base a las operaciones que se realizan a través del sistema. Los colocadores pondrán dichas obligaciones negociables a disposición de sus clientes a través de distribuciones en internet, sea a través de un sistema propio o de terceros, en los mismos términos y condiciones que las distribuciones realizadas por otros canales.

Entregaremos las obligaciones negociables contra su pago en la fecha de cierre especificada en el Suplemento de Precio o aproximadamente en dicha fecha. Si se especificara en el Suplemento de Precio aplicable, dicha fecha con respecto a una serie en particular de obligaciones negociables podría operar después de los 3 días hábiles siguientes a la fecha de determinación del precio de dichas obligaciones negociables. Según la Norma 15c6-1 de la SEC conforme a la Ley del Mercado de Valores Estadounidense, las operaciones en el mercado secundario en general deben ser liquidadas en 3 días hábiles, a menos que las partes de la operación expresamente acuerden lo contrario. Por lo tanto, los compradores que tengan intención de negociar dichas obligaciones negociables en la fecha de determinación del precio o en los días hábiles siguientes podrán verse obligados, en virtud del hecho de que la liquidación de dichas obligaciones negociables inicialmente se hará después de los 3 días hábiles siguientes a dicha determinación del precio, a indicar un ciclo de liquidación alternativo en el momento de realizar tal operación para evitar que la liquidación fracase. Se recomienda a los compradores de dichas obligaciones negociables que se propongan negociar obligaciones negociables en la fecha de fijación del precio o el día hábil posterior que consulten con sus propios asesores.

Podremos acordar indemnizar a los colocadores por ciertas responsabilidades (incluidas, entre otras, las previstas según la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o contribuir con pagos que los colocadores pudieran estar obligados a realizar a causa de cualquiera de tales responsabilidades. También podremos acordar reembolsar a los colocadores algunos otros gastos.

Es posible que algunos de los colocadores nos hayan prestado directa o indirectamente servicios de asesoramiento financiero y/o de banca comercial o de inversión, por los cuales han recibido honorarios y comisiones de práctica, pudiendo prestarnos estos servicios tanto a nosotros como a nuestras sociedades vinculadas en el futuro.

Esfuerzos de colocación

Salvo especificación en contrario incluida en el Suplemento de Precio correspondiente, las obligaciones negociables se colocarán mediante una oferta pública de acuerdo con la ley argentina. En Argentina, la oferta pública de valores negociables está regulada por la Ley de Mercado de Capitales y las normas de la CNV. Las obligaciones negociables han sido autorizadas para su oferta pública únicamente en Argentina mediante Resolución del Directorio de la CNV N° RESFC-2019-20192-APN-DIR#CNV, de fecha 17 de abril de 2019. La adenda al prospecto de Programa fue autorizada por Resolución del Directorio de la CNV N° RESFC-2022-21595-APN-DIR#CNV de fecha 20 de enero de 2022. En consecuencia, e independientemente de lo anterior o cualquier término en contrario incluido en el Suplemento de Precio correspondiente o en este prospecto, fuera de Argentina, las obligaciones negociables serán ofrecidas únicamente de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables conforme a exenciones de los requisitos de registro u oferta pública.

A los fines de la colocación de obligaciones negociables mediante una oferta pública de acuerdo con la ley argentina, salvo especificación en contrario del Suplemento de Precio aplicable, directamente o a través de colocadores, en Argentina o en el exterior, llevaremos a cabo cualquiera de los siguientes esfuerzos de colocación o cualquier combinación de algunos de los siguientes esfuerzos de colocación de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables: (i) distribución (en documentos impresos o electrónicamente) del Suplemento de Precio preliminar y definitivo relativo a las obligaciones negociables y un prospecto en español sustancialmente similar al prospecto en inglés; (ii) publicación de avisos en diarios de circulación general o medios especializados en Argentina; (iii) un *road show* internacional y argentino en el que se invitará a los potenciales inversores a participar; (iv) conferencias telefónicas grupales e individuales y reuniones con potenciales inversores tanto en Argentina como en el exterior; o (v) otros esfuerzos de colocación que nosotros y los colocadores podamos considerar convenientes para colocar las obligaciones negociables.

Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas directamente al público en Argentina por nosotros o a través de cualquier entidad autorizada por las leyes y regulaciones del país para ofrecer o vender títulos valores al público en Argentina.

Proceso de recepción de ofertas y proceso de adjudicación

Salvo que se especificara otra forma en el Suplemento de Precio aplicable, las obligaciones negociables serán colocadas y el precio de emisión y tasa de interés serán determinados a través de los mecanismos autorizados por las Normas de la CNV de: a) formación de libro o b) subasta o licitación pública.

En cualquier caso, el procedimiento de colocación asegurará la plena transparencia y quedará definido antes de proceder al inicio del mismo.

La colocación se llevará a cabo a través de sistemas informáticos presentados por los mercados autorizados por la CNV, previo cumplimiento de los requisitos dispuestos por la normativa aplicable a los mercados.

Cabe señalar que, el mecanismo de formación de libro podrá estar a cargo de agentes colocadores en el exterior cuando la colocación de las obligaciones negociables esté también prevista en otro u otros países, siempre que se trate de países con exigencias regulatorias que cumplan -a criterio de la CNV- con estándares internacionalmente reconocidos en la materia y aseguren el cumplimiento de las disposiciones de la normativa aplicable. En todos los casos, el agente colocador en el exterior deberá designar como su representante en el país a un agente de negociación y/o agente de liquidación y compensación registrado en la CNV, a los fines del ingreso de las manifestaciones de interés locales. Asimismo, se manifiesta que el proceso de adjudicación se especificará en el Suplemento de Precio aplicable.

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.

A la fecha del presente Prospecto 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.

Para más información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” del presente Prospecto.

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

Para más información véase “*Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” – “*Directorio*” del Presente Prospecto.

Designación de directores

Para más información véase “*Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” – “*Directorio*” del Presente Prospecto.

Presidente y Vicepresidente

Para más información véase “*Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” – “*Directorio*” del Presente Prospecto.

Reuniones de Directorio

Para más información véase “*Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” – “*Directorio*” – “*Reuniones de Directorio*” del Presente Prospecto.

Comisión Fiscalizadora

Para más información véase “*Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” – “*La Comisión Fiscalizadora*” del Presente Prospecto.

Asamblea 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 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 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, cuál es 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.

Con fecha 16 de agosto de 2022, la CNV emitió la Resolución General N° 939/2022 mediante la cual se estableció la extensión de la vigencia de la Resolución 830/2020 para la celebración de asambleas virtuales a partir del 1 de enero de 2023. Adicionalmente la CNV determinó que las asambleas a distancia deberán realizarse desde la sede social o el lugar que corresponda a la jurisdicción del domicilio social, debiendo garantizarse la posibilidad de participación en forma presencial por parte de los accionistas que así lo dispongan y estableció que el reglamento de gestión de la sociedad podrá prever la posibilidad de celebrar asambleas a distancia, siendo de aplicación a dichos fines las disposiciones establecidas para las asambleas a distancia de las entidades emisoras presentes en la Sección II del Capítulo II del Título II de las Normas de la CNV.

Sin perjuicio de lo dispuesto por la Resolución General N° 830/2020 y la Resolución General N° 939 /2022 (conforme fueran complementadas y enmendadas), 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.

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*” del presente.

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

Para más información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” - “*Acuerdo de Accionistas*” del presente Prospecto.

Funcionarios ejecutivos

Para más información véase “*Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” “*Gerencia de Primera Línea*” – “*Funcionarios ejecutivos*” del presente Prospecto.

Transferencia de acciones

Para más información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” “*Transferencia de acciones*” del presente Prospecto.

Suministro preferencial

Para más información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” “*Suministro preferencial*” del presente Prospecto.

No competencia y oportunidades de negocios

Para más información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” “*No competencia y oportunidades de negocios*” del presente Prospecto.

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.

Controles de Cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) estableció un tipo de cambio fijo de 1 Ps./US\$. El 6 de enero de 2002, la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), puso formalmente fin a esa paridad dólar-peso. La Ley de Emergencia Pública, que había sido prorrogada periódicamente y fue derogada el 31 de diciembre de 2017, por la Ley N° 27.200, había otorgado al Poder Ejecutivo argentino la facultad de fijar el tipo de cambio entre el peso y las monedas extranjeras y de dictar normas relacionadas con el mercado de cambios. Tras un breve período en el que el gobierno argentino estableció un sistema cambiario dual provisorio en virtud de la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que realiza regularmente. Sin embargo, el 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N° 27.541 (la “Ley de Solidaridad”), que volvió a declarar la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020.

Los controles de cambiarios que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, los controles de cambios, el tipo de cambio oficial del dólar y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las compañías para retener divisas o realizar pagos en el extranjero, están actualmente vigentes en Argentina y lo han estado por períodos alternos durante los últimos años. Mediante el Decreto N° 609/2019 (el “Decreto 609”) de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias, el Poder Ejecutivo restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al mercado de cambios para comprar divisas y realizar pagos al exterior; y (b) dictar normas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas por el decreto. En la actualidad, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 7.490, conforme sus posteriores modificaciones y complementos por las comunicaciones del BCRA (el “Régimen Cambiario”). Véase “—Regulaciones cambiarias”.

El BCRA solicitó a la CNV implementar medidas alineadas para evitar prácticas y operaciones elusivas. En este sentido, la CNV, en línea con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 609, estableció diversas medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas.

En el siguiente cuadro se exponen los tipos de cambio anuales bajos, altos, promedio y de cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en los tipos de cambio cotizados por el BCRA (fuente: BCRA (Comunicación "A" 3.500). El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino.

	<u>Mínimo</u>	<u>Máximo</u>	<u>Promedio</u> ⁽¹⁾	<u>Cierre del período</u>
	(pesos por US\$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2018	18,42	40,90	29,32	37,81

2019	37,04	60,00	49,23	59,90
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
2021	84,70	102,75	95,80	102,75
2022	103,04	177,13	133,55	177,13
Mes				
Enero 2023	178,14	186,88	182,24	186,88
Febrero 2023	187,31	197,15	191,89	197,15
Marzo 2023	197,56	208,99	203,11	208,99

(1) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

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 importes en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Controles de cambio

Mediante el Decreto N° 609/2019, de fecha 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente. De acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 609/2019, el BCRA tiene potestad para establecer los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán autorización previa. El 28 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 91/2019, el Poder Ejecutivo Nacional modificó el Artículo 1 del Decreto N° 609/2019, prorrogando indefinidamente la obligación de repatriar y liquidar el contravalor de la exportación de bienes y servicios en el mercado de cambios con base en pautas objetivas en función de las condiciones vigentes en el mercado cambiario y distinguiendo la situación de las personas humanas de la de las personas jurídicas. De igual modo se faculta al BCRA para establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en esta medida.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6.770, según fuera posteriormente modificada, la cual, a partir del 1 de septiembre de 2019, implementó un amplio mecanismo de control de cambios.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA conforme la Comunicación “A” 7.490 (conforme fuera modificado o complementado, el “Régimen Cambiario”), relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes

El producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos a través del mercado de cambios en un plazo determinado para el bien o servicio de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, el Régimen Cambiario estableció además que los pagos por exportaciones deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles siguientes a su pago.

De acuerdo con el Punto 2.6 del Régimen Cambiario, los exportadores están autorizados a exceptuar la obligación de liquidación en la medida en que (i) los fondos ingresados sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales, (ii) los fondos ingresen a la Argentina dentro de los plazos aplicables, (iii) los fondos se apliquen simultáneamente a la realización de pagos para los cuales la normativa otorga acceso al mercado de cambios, sujeto a los límites aplicables, (iv) si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el mercado de cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada transacción de exportación. La obligación de ingreso y liquidación de divisas a través del mercado de cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará satisfecho cuando la entidad designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

Respecto de los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.
- (ii) La entidad cuente con una certificación emitida por una entidad en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al mercado de cambios en virtud de lo dispuesto en el Punto 3.2.2. por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso.

La entidad emisora de la mencionada certificación deberá previamente verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al mercado de cambios por el Punto 3.2.2. del Régimen Cambiario, con excepción de lo previsto en el Punto 3.16.1 del Régimen, y contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.

- (iii) En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la entidad cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el mercado de cambios.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a US\$ 2.000.000 en el mes calendario en curso.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Los pagos recibidos por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios en un plazo no superior a 5 días hábiles desde su pago.

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

El Régimen Cambiario autoriza la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de (i) financiaciones previas a la exportación y financiaciones a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, (ii) financiaciones previas a la exportación y anticipos a la exportación liquidados en el mercado de cambios, siempre que las operaciones correspondientes hayan sido celebradas a través de escrituras públicas o registros públicos, (iii) endeudamiento financiero en virtud de contratos celebrados con anterioridad al 31 de agosto de 2019 que prevean la cancelación de los mismos a través de la aplicación en el exterior de los fondos de exportación; y (iv) otros endeudamientos financieros del exterior sujetos a ciertos requisitos según lo establecido en los Puntos 7.9 y 7.10 del Régimen Cambiario. Asimismo, permite mantener los ingresos de exportación en el exterior para garantizar el pago de nuevos endeudamientos, siempre que se cumplan ciertos requisitos.

Endeudamientos financieros con el exterior

De acuerdo con el Punto 2.4 del Régimen Cambiario para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para pagar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el producto del préstamo debe haber sido liquidado a través del mercado de cambios y la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. En consecuencia, aunque la liquidación del producto del préstamo no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al mercado de cambios a efectos de reembolso.

El acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos con más de 3 días de antelación a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los pagos anticipados realizados con fondos provenientes de nuevos préstamos extranjeros debidamente liquidados o en relación con los procesos de refinanciación de deudas o de gestión de pasivos pueden estar exentos de dicha autorización previa del BCRA en la medida en que cumplan con varios requisitos según lo establecido en el Punto 3.5 del Régimen Cambiario.

Hasta el 31 de diciembre de 2023, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al mercado de cambios para realizar pagos de capital en virtud del endeudamiento financiero transfronterizo con partes vinculadas (a menos que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios después del 1 de octubre de 2020, y el préstamo tenga una vida media de al menos 2 años).

Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios

Requisitos generales

Como regla general, y de forma complementaria a las reglas específicas de cada operación para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamiento externo; pagos de intereses

de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir conformidad previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada en la que:

(a) Se deje constancia que (i) al momento del acceso al mercado de cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al mercado de cambios no posee certificados de depósito argentinos (“CEDEARs”) representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a US\$ 100.000 (se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Son considerados “activos externos líquidos” a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por el contrario, 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.

(b) Se comprometa a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, los fondos que reciba en el exterior por el cobro de préstamos otorgados a terceros, de depósitos a plazo, o de la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

(c) Deje constancia que en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores: (i) no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (ii) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (iii) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (iv) no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos, (v) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras, (vi) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (vii) no entregó fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

(d) Se comprometa a no concertar tales ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) más arriba a partir del momento en que solicita el acceso al mercado de cambios y durante los 90 días corridos siguientes.

(e) El Punto 3.16.3 del Régimen Cambiario agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al mercado de cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada en la que conste:

(1) El detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente.

(2) Deje constancia que, en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores, no le entregó a tales personas en el país fondos en moneda local u otros activos locales líquidos, a menos que: (i) esas entregas se hayan realizado con anterioridad al 12 de julio de 2021; (ii) esas entregas resulten de operaciones habituales de adquisiciones de bienes o servicios; o (iii) presente una declaración jurada de tales personas en la que éstas dejen constancia de lo previsto en el apartado (c) más arriba, y asuman el compromiso detallado en el apartado (d) más arriba.

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

Pago de las importaciones

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

Sin perjuicio de lo descripto anteriormente, conforme lo establecido por el Punto 10.11 del Régimen Cambiario, hasta el 31 de diciembre de 2022, se deberá contar con la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes, a menos que se verifique alguna de las situaciones establecidas en los Puntos 10.11.1 a 10.11.11 del Régimen Cambiario. Algunos de estos supuestos son:

(a) La entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado de cambios a partir del 1 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando no supere en más del equivalente a US\$250.000 al monto que surge de considerar (i) el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado de cambios 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 mercado de cambios, las importaciones de bienes asociadas a una declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) oficializada serán computadas en la medida que se verifique alguna de las condiciones previstas en los Puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii), (ii) más el monto de los pagos cursados por el mercado de cambios a partir del 6 de julio de 2020 que correspondan a importaciones de bienes ingresadas por solicitud particular o courier que se hayan embarcado a partir del 1 de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha, (iii) más el monto de los pagos cursados en el marco de los apartados (b) a (d) debajo, no asociados a importaciones comprendidas los apartados (i) y (ii) del presente párrafo, (iv) menos el monto pendiente de regularizar por pagos de importaciones con registro aduanero pendiente realizados entre el primero de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.

(b) Se trate de un pago diferido 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) al 10.3.2.7.vii) del Régimen Cambiario.

(c) Se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en el apartado (b) 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 que cuente con una garantía otorgada por las mismas.

(d) Se trate de un pago a la vista o de deudas comerciales sin registro de ingreso aduanero y se verifiquen las siguientes condiciones: (i) la operación corresponde a la importación de insumos que serán utilizados para la elaboración de bienes en el país; y (ii) los pagos cursados por el presente inciso no superan, en el mes calendario en curso y en el conjunto de las entidades, el monto que se obtiene de considerar el promedio del monto de las importaciones de insumos computables a los efectos del Punto 10.11.1. del Régimen Cambiario en los últimos 12 meses calendario cerrados, neto del monto pendiente de regularización por pagos con registro de ingreso aduanero pendiente en situación de demora que registre el importador. La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia del cumplimiento de las condiciones indicadas, el carácter de insumos de las importaciones computadas y constatar adicionalmente que lo declarado respecto al monto resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

Previamente a dar curso a pagos de importaciones de bienes, la entidad 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.

Adicionalmente, el 13 de octubre de 2022 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7.622 (posteriormente complementada por las Comunicaciones "A" 7.629, 7.638, 7.643 y 7.682) a través de la cual se introdujeron diversas modificaciones en materia de acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes y de servicios, respectivamente (en adelante, y en conjunto con sus complementarias, la "Comunicación A 7.622").

La Comunicación "A" 7.622 dispone, que, a partir del 17 de octubre de 2022, se podrá dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes, a operaciones asociadas a una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina ("SIRA") en la medida que:

(a) El pago se concrete una vez cumplido el plazo en días corridos, contados a partir de la fecha del registro de ingreso aduanero de los bienes.

(b) El pago se concrete mediante canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente y en la declaración SIRA se haya dejado constancia de que se usaría tal opción.

(c) Cuando se verifique que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por AFIP y el pago encuadre en alguna de las situaciones previstas en el Punto 8 de la mencionada norma.

(d) El pago sea encuadrado por el cliente dentro del monto disponible en cada año calendario, hasta el equivalente a US\$ 50.000 (cincuenta mil dólares estadounidenses), para realizar pagos de importaciones de bienes en forma anticipada, a la vista o diferida antes de que se cumpla el plazo previsto en la declaración SIRA.

La posibilidad de utilizar este límite anual estará sujeta a su convalidación por parte del sistema de "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior

Las entidades deberán verificar los requisitos previstos para cada tipo de pago de importaciones, incluyendo aquellos contemplados en el Punto 3.16. del Régimen Cambiario, con excepción de aquellos que refieran a lo previsto en los Puntos 10.11. y 10.14. y el Punto 2.1. de la Comunicación "A" 7.532.

Respecto al sistema SIMI, la Comunicación "A" 7.622 expresa que el acceso al mercado de cambios para pagar importaciones de bienes por operaciones asociadas en este sistema realizada durante su vigencia u operaciones para las cuales no se requiera la presentación de una declaración SIRA, se continuará rigiendo por las disposiciones vigentes.

La Comunicación "A" 7.622 también dispone que el acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 17 de octubre de 2022, en el marco de un importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, al momento de la apertura o emisión por parte de la entidad, que se cumplía con las condiciones detalladas en el Punto 4 del Régimen Cambiario.

Finalmente, el Punto 9 de la Comunicación "A" 7.622 establece diversas situaciones que permitirán el acceso al mercado de cambios con anterioridad al plazo de pago autorizado en la declaración SIRA:

- (a) Acceso con fondos originados en una financiación de importaciones de bienes otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior. Siempre que el vencimiento de la financiación sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país más el plazo previsto en la declaración SIRA más 15 días corridos.
- (b) Acceso para realizar un pago diferido para cancelar una deuda comercial por la importación de bienes con una entidad financiera del exterior y la fecha de vencimiento de la deuda sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país al momento del otorgamiento de la financiación más el plazo previsto en la declaración SIRA más 15 días corridos.
- (c) El importador cuente con una "Certificación de aumento de las exportaciones de bienes" por el monto por el cual pretende acceder.
- (d) Se trate de pagos de importaciones de bienes realizados por: (i) el sector público nacional; (ii) 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 (iii) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.
- (e) Acceso en forma simultánea con la liquidación de fondos en concepto de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, y en la medida que se cumplan las condiciones previstas en los Puntos 9.5.1., 9.5.2., y 9.5.3.
- (f) Se trate de un pago con registro aduanero pendiente por una operación para la cual la presentación de una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina ("SIRA") o el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) no sea un requisito para el registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que esos bienes queden comprendidos en las situaciones previstas en el Punto 8. de la Comunicación "A" 7.622 y se verifiquen las condiciones previstas en cada caso.
- (g) Se trate de un pago de bienes enmarcados en el Régimen de Importaciones para Insumos Destinados a Investigaciones Científico-Tecnológicas de la Ley N° 25.613 que se concreta antes de la fecha mínima de acceso requerida; en la medida que el cliente cuente con el certificado del Registro de Organismos y Entidades Científicas y Tecnológicas ("ROECyT") emitido por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Nación para esos bienes.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios se podrá acceder a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos". Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

Se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios. Asimismo, para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior será necesaria la conformidad previa del BCRA, salvo para algunas excepciones contempladas en la normativa.

Adicionalmente a lo destacado en los párrafos anteriores, el BCRA emitió el 27 de junio de 2022 la Comunicación "A" 7.532, la cual, conforme fuera enmendada por la Comunicación "A" 7.606 de fecha 15 de septiembre de 2022, incorporó como requisito adicional para las operaciones de clientes alcanzadas por el Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios ("SIMPEs") o propias de la entidad por los conceptos para los cuales se requiere la declaración en dicho sistema para los clientes, que la entidad solo podrá dar acceso al mercado de cambios en la medida que se verifique alguna de las siguientes condiciones:

- (a) La entidad cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto acumulado, incluyendo el pago que se pretende cursar, de los pagos cursados por el cliente a través del mercado de cambios por los conceptos de servicios alcanzados por la SIMPES, en el año calendario en curso y en el conjunto de las entidades, no supera el monto que surge de considerar los siguientes elementos: (i) la parte proporcional, devengada hasta el mes en curso inclusive, del monto total de los pagos cursados por el importador durante el año 2021 por la totalidad de los conceptos comprendidos. En caso de que el último monto resultase inferior a US\$ 50.000 (cincuenta mil dólares estadounidenses), se adoptará este último monto o el límite anual, aquel que sea menor; (ii) menos el monto pendiente a la fecha por cartas de crédito o letras avaladas emitidas a su nombre por entidades financieras locales por la importación de servicios.
- (b) El pago quede encuadrado en los mecanismos previstos en los Puntos 3.18. y 3.19 del Régimen Cambiario.
- (c) El pago corresponda a los Puntos “S08. Prima de seguros” y “S09. Pago de siniestros” del Régimen Cambiario.
- (d) El pago se produzca a partir de los 180 (ciento ochenta) días corridos de la fecha de la prestación efectiva del servicio.
- (e) El cliente accede en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a los 180 (ciento ochenta) días y como mínimo el 50% del capital tenga vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días.
- (f) El cliente accede con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito comercial del exterior con una vida promedio no inferior a los 180 (ciento ochenta) días y como mínimo el 50% del capital de la financiación tenga fecha de vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días.

Finalmente, cabe destacar que el Punto 3 de la Comunicación “A” 7.622 establece que en aquellos casos que para dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos por servicios prestados por no residentes se requiera la presentación de una declaración efectuada a través del SIMPES en estado "aprobada", las entidades también podrán aceptar la presentación de una declaración efectuada en el Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior (“SIRASE”) que revista el mencionado estado.

Con fecha 20 de abril de 2023, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7746, por medio de la cual se establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a clientes antes de los 60 (sesenta) días corridos desde la fecha de aprobación de la declaración SIRASE cuando la operación corresponda a los siguientes conceptos:

- “S16. Servicios de investigación y desarrollo”,
- “S17. Servicios jurídicos, contables y gerenciales”,
- “S18. Servicios de publicidad, investigación de mercado y encuestas de opinión pública”,
- “S19. Servicios arquitectónicos, de ingeniería y otros servicios técnicos”,
- “S22. Otros servicios empresariales”.

El requisito de conformidad previa no resultará de aplicación en los siguientes casos:

- i. el pago se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente;
- ii. el cliente accede en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior para el cual la totalidad del capital tenga vencimiento con posterioridad al plazo indicado; y
- iii. el cliente accede con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito comercial del exterior y la totalidad del capital de la financiación tenga vencimiento con posterioridad al plazo indicado.

También se modifica el punto 3.2.2. de las normas de “Exterior y cambios” referido al acceso al mercado de cambios para el pago de servicios a contrapartes vinculadas del exterior.

Asimismo, establece que, hasta el 31 de diciembre de 2023, y cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, se requerirá la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para pagar servicios de intereses de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios y/o de préstamos financieros con el exterior. Se establece expresamente que este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales.

La entidad de cambios deberá previamente al realizar el pedido de conformidad previa al BCRA, verificar el cumplimiento de la totalidad de los restantes requisitos normativos aplicables a la operación.

Por otra parte, se indica que a los efectos de lo dispuesto en el punto 3.16.1. de las normas de “Exterior y cambios” solo se considerará cumplimentado el régimen informativo de “anticipo de operaciones cambiarias” cuando la entidad haya consignado la identidad del beneficiario del pago y si tiene o no vinculación con el cliente que realizará el pago.

Adicionalmente, se establece que resultará aplicable un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos para las declaraciones juradas contempladas en los puntos 3.8.4., 3.16.3.1., 3.16.3.2. y 3.16.3.4. de las normas de “Exterior y cambios” referidas a las operaciones

con títulos valores. En el caso de títulos valores emitidos bajo ley argentina el plazo a computar se mantendrá en 90 días corridos. A los efectos de las declaraciones de los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.4., la extensión del plazo solo deberá ser considerada para las operaciones de títulos valores realizadas a partir del 21 de abril de 2023.

Por último, establece que los clientes también podrán acreditar en una cuenta especial cuya retribución se determine en función de la evolución del tipo de cambio de referencia de la Comunicación "A" 3500 del BCRA previstas en las normas de "Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales": (i) el equivalente en pesos del monto de los pagos a no residentes que pudiendo realizarse con pesos sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA, se realicen mediante la concreción de operaciones de canje y/o arbitraje; (ii) el equivalente en pesos recibido por liquidaciones en el mercado de cambios de moneda extranjera que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado de cambios; (iii) el equivalente en pesos del monto de los pagos de intereses que no hubiesen sido cursados por el mercado de cambios a partir del vencimiento en virtud de lo dispuesto en el punto 3. de la presente, en la medida que se constate el cumplimiento de los restantes requisitos normativos aplicables a la operación. Para determinar el monto de pesos deberá utilizarse el tipo de cambio de referencia (Comunicación "A" 3500) del cierre del día hábil previo a la realización del pago. En caso de que el pago fuese en una moneda extranjera distinta del Dólar se tomará el monto equivalente en Dólares resultante del correspondiente arbitraje al tipo de cambio de referencia.

Endeudamiento financiero con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es necesario que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Régimen de Plan de Refinanciación Obligatorio

El Punto 3.17 del Régimen Cambiario establece que los deudores con vencimientos de capital programado entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 relativos a (i) endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte relacionada con el deudor, (ii) endeudamiento financiero externo por operaciones del deudor y/o (iii) emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, debían presentar un plan de refinanciación al BCRA ("Plan de Refinanciación") de acuerdo con los siguientes criterios:

- (a) Los deudores tuvieron acceso al mercado de cambios en las fechas de vencimiento originales para realizar pagos de importes netos de capital que no superaran el 40% de los importes de capital adeudados.
- (b) El saldo del capital deberá ser refinanciado, como mínimo, mediante un nuevo endeudamiento externo con una duración promedio de 2 años.

Asimismo, además de la refinanciación otorgada por el acreedor original, también se computarán los ingresos provenientes de nuevos endeudamientos financieros con el exterior con otros acreedores, siempre que los ingresos obtenidos de los mismos sean transferidos y liquidados a través del mercado de cambios. En el caso de emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, también se computarán las nuevas emisiones siempre que se cumplan determinadas condiciones.

Las disposiciones mencionadas no se aplicarán a: (i) los endeudamientos con organismos internacionales o agencias asociadas a los mismos o garantizados por ellos; (ii) los endeudamientos concedidos al deudor por organismos oficiales de crédito o garantizados por ellos; (iii) cuando el importe por el que se solicite el acceso al mercado de cambios para el reembolso del capital de dichos endeudamientos no supere el equivalente a US\$ 2.000.000 por mes calendario, (iv) los endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido depositados y liquidados en el mercado de cambios; (v) los endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto; y (vi) la porción restante de los vencimientos ya refinanciados en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto.

Pago anticipado del capital y los servicios del endeudamiento financiero con el exterior:

(1) Se permitirá el acceso al mercado de cambios hasta 45 días corridos antes de la fecha de vencimiento para el pago de capital y servicios de deudas financieras externas o de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el pago anticipado se realiza en virtud de un proceso de refinanciación de la deuda que cumpla con lo establecido en el Punto 3.17 mencionada anteriormente y, adicionalmente, cuando se cumplan todas las condiciones siguientes (i) que el importe de los intereses pagados no supere el importe de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha de liquidación de la refinanciación, y (b) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de la nueva deuda no supere el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada.

(2) Se permitirá el acceso al mercado de cambios antes de la fecha de vencimiento para el pago de intereses de deudas financieras extranjeras o de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el pago anticipado

se consuma como parte de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente y se cumplen todas las condiciones siguientes (i) que el importe pagado antes del vencimiento corresponda a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (ii) que la vida promedio de los nuevos títulos de deuda sea superior a la vida promedio restante del título canjeado; y (iii) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos no supere en ningún momento el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de los títulos canjeados.

(3) Respecto de las amortizaciones de capital programadas con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023: (i) el BCRA considerará finalizado el Plan de Refinanciación establecido en el mismo cuando el deudor acceda al mercado de cambios para pagar el capital en un importe superior al 40% del capital que en ese momento vencía, en la medida en que el deudor liquide moneda en el mercado de cambios a partir del 9 de octubre de 2020, en un monto igual o mayor al exceso sobre dicho 40%, por concepto de (a) endeudamiento financiero con el exterior, (b) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior, (c) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera que cumplan con las condiciones establecidas en el Punto 3.6.1.3 del Régimen Cambiario, (ii) en el caso de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina o en el exterior, emitidos a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a 2 años, y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el Plan de Refinanciación propuesto, se consideró cumplido el requisito de liquidación en moneda extranjera a los efectos de que se le permita el acceso al mercado cambiario para el servicio de capital e intereses del mismo, y (iii) el deudor cuente con un certificado de incremento de exportaciones emitido de conformidad con el Punto 3.18 del Régimen Cambiario.

En línea con las regulaciones del BCRA, la CNV emitió la Resolución General N° 861/2020 para facilitar la refinanciación de la deuda a través del mercado de capitales. En este sentido, la CNV dispuso que siempre que la emisora pretenda refinanciar deuda a través de una oferta de canje o la integración de nuevas emisiones de títulos de deuda, en ambos casos en canje por o integración con títulos de deuda previamente emitidos por la empresa y colocados en forma privada y/o con créditos preexistentes contra dicha empresa, se considerará cumplido el requisito de colocación a través de oferta pública si la nueva emisión es suscrita de esta manera por los acreedores de la empresa cuyos títulos de deuda sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no supere el 30% del monto total efectivamente colocado, y el porcentaje restante sea suscrito y pagado en efectivo o en especie por el ofrecimiento de títulos de deuda originalmente colocados mediante oferta pública, u otros títulos de deuda de oferta pública que coticen y/o se negocien en mercados autorizados por la CNV, emitidos por la misma sociedad, por personas que estén domiciliadas en Argentina o en países que no estén incluidos en la lista de jurisdicciones no cooperantes a efectos fiscales, enumeradas en el artículo 24 del Anexo del Decreto N° 862/2019 o cualquiera que lo reemplace en el futuro. Adicionalmente, la Resolución General N° 861 dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertas condiciones para considerar cumplido el requisito de oferta pública.

Repago de la deuda en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros públicos o escrituras en o antes del 30 de agosto de 2019.
- Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019, con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas antes del 30 de agosto de 2019, y que supongan un aumento de la vida promedio de las obligaciones.
- El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses de las nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del mercado de cambios.
- 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 moneda extranjera en el país, en la medida en que su vida promedio no sea inferior a 2 años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el Punto 3.17 del Régimen Cambiario.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que hayan sido entregados a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan

antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre las cantidades así refinanciadas.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2023

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para realizar pagos al exterior de capital de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el Punto 3.5.7 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aún en el caso de que fuesen adquiridas por otro acreedor no vinculado con el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales. Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación cuando el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco de lo dispuesto en el Punto 3.18. del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al mercado cambiario para pagar, al vencimiento, el capital de endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor, dicho requisito no será aplicable si los fondos han sido ingresados y liquidados a través del mercado cambiario a partir del 2 de octubre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es menor a 2 años.

Acceso al mercado de cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Acceso al mercado de cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del mercado de cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Se considerará cumplido el citado requisito para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario. No obstante, no se exigirá la liquidación del producto de la emisión como condición para el futuro acceso al mercado de cambios, siempre que se cumplan determinadas condiciones (es decir, que el producto se deposite en cuentas bancarias locales denominadas en moneda extranjera dentro del plazo establecido para la liquidación del producto, y que el producto se aplique simultáneamente a operaciones para las cuales el acceso al mercado de cambios sería autorizado, y que el mecanismo sea neutral desde el punto de vista fiscal, entre otras).

Acceso de los no residentes al mercado de cambios

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de los no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las siguientes operaciones (i) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (ii) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones, (iii) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (iv) transferencias al exterior a nombre de personas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES"), por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado, (v) compra de moneda extranjera (en efectivo) por parte de personas no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de US\$ 100, en la medida que la entidad financiera pueda verificar en el

sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto igual o superior a la suma a comprar dentro de los 90 días anteriores a la operación; (vi) las transferencias a cuentas bancarias offshore de personas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes Nros. 24.043, 24.411, 25.914 y complementarias; y (vii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso.

Acceso al mercado de cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con el Punto 3.8 del Régimen Cambiario, los residentes argentinos pueden acceder al mercado de cambios con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar u operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US\$ 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o US\$ 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto "–Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios–Requisitos generales".

Las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el Mercado de Cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del Punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US\$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún "Créditos a tasa cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto N° 332/2020 y sus modificatorias, "Créditos a tasa subsidiada para empresas" y/o "Créditos a tasa cero cultura".

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación "A" 7.606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios".

Finalmente, a través de la Comunicación "A" 7.609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20 de septiembre de 2022, que los clientes residentes en el país dedicados a la actividad agrícola que vendan mercaderías en el marco del Decreto N° 576/2022 a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el no podrán: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios". Estas últimas disposiciones no resultan aplicables a las personas humanas.

Acceso al mercado de cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Acceso al mercado de cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al mercado de cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al mercado de cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

El Punto 3.12 del Régimen Cambiario exige que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en el país, se realice en pesos.

Asimismo, se permitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el mercado de cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- i. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
 - (a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020; (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.
 - (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto N° 892/2020; (ii) el acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
 - (c) Cuenta con una certificación de aumento de exportaciones de bienes. En este caso, el cliente debe disponer de una certificación de aumento de exportaciones de bienes.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

Otras disposiciones específicas*Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores*

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

- i. Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina.
- ii. La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;

iii. Las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación offshore hasta un monto equivalente a US\$ 500 en cualquier mes, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19;

iv. Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;

v. Las operaciones de canje y arbitraje realizadas por personas físicas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida en que los fondos se acrediten en una caja de ahorro para turistas de acuerdo con la normativa de depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales;

vi. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

La Resolución General N° 957 de la CNV del 10 de abril de 2023 dispuso que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera, deben observarse los siguientes plazos mínimos de tenencia de dichos valores negociables en cartera: (i) un día hábil en el caso de valores negociables emitidos bajo ley argentina, y (ii) tres días hábiles en el caso de valores negociables emitidos bajo ley extranjera, ambos plazos contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera.

Para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un día hábil a computarse de la misma forma prevista precedentemente. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos días hábiles, contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho Agente sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o Certificados de Depósito Argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la CNV.

Los ALyC y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento de los plazos mínimos de permanencia de los valores negociables antes referidos.

Además, (i) los beneficiarios de las refinanciamientos previstas en el Punto 1.1.1. de las normas sobre servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria prevista en el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (ii) los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstos 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 total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos en el marco del Punto 2 de la Comunicación "A" 6.937, Puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7.006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto de la actualización del valor de la cuota; y (v) las personas comprendidas en la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nro. 12/2020 del 1 de octubre de 2020; estarán impedidos de vender valores negociables emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores negociables a depositarios del exterior o canjear valores negociables, emitidos por residentes, por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de valores negociables emitidos por no residentes.

Mediante las Resoluciones N° 907 y 911 de 2021, la CNV estableció un límite para la concertación de operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con “prioridad precio-tiempo” (“PPT”), de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local. Además, se estableció como requisito previo para concertar operaciones con valores negociables con liquidación en moneda extranjera que no se hayan realizado ventas con liquidación en moneda extranjera, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de valores negociables nominados y pagaderos en dólares estadounidenses, emitidos por la República Argentina bajo ley local, en los 30 días previos y comprometerse a no hacerlo en los 30 días corridos subsiguientes. Sin embargo, estas dos resoluciones fueron derogadas el 4 de marzo de 2022, mediante la Resolución General N° 923 de la CNV.

Mediante Resolución General 959/2023 emitida el 01 de mayo de 2023, la CNV dispuso la implementación de nuevos límites para las operaciones de compra-venta de valores negociables de renta fija, nominados y pagaderos en dólares emitidos por la República Argentina. A su vez, se aprobaron limitaciones para quienes tengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases y pretendan realizar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera. Por último, se dispuso que tanto los agentes de Liquidación y Compensación como los de Negociación no podrán dar curso ni liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera -en jurisdicción local y extranjera- correspondientes a clientes ordenantes (mientras mantengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación).

Regímenes informativos del BCRA

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3.602 y "A" 4.237 por la Comunicación "A" 6.401 (y la Comunicación "A" 6.795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos"). En virtud de dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas jurídicas como físicas) que tengan deudas con el exterior (tanto financieras como de otro tipo) pendientes de pago o que hayan sido canceladas dentro de un trimestre determinado, deben informar trimestralmente al BCRA sus tenencias en el exterior de acciones y otras participaciones de capital, títulos de deuda no negociables y negociables, derivados financieros e inmuebles. Si su saldo de activos y pasivos en el extranjero es igual o superior a US\$ 50 millones al final del año, también deben realizar una presentación anual. En todos los casos, estos informes se califican como "declaraciones juradas" a efectos de control de cambios.

El acceso al mercado de cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del mercado de cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US\$ 10.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

Régimen Penal del Mercado de Cambios

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario argentino (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, deberá asesorarse con sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que se encuentran disponibles en el sitio web: <http://www.infoleg.gob.ar/>, o en el sitio web del BCRA: <http://www.bcra.gob.ar>, según corresponda. La información contenida en estos sitios web no forma parte del presente informe anual ni se considera incorporada al mismo.

Regulaciones contra el lavado de dinero y financiamiento del terrorismo

La Ley N° 25.246 de Argentina, conocida como la Ley de Prevención de Lavado de Activos (con sus modificaciones y reglamentaciones periódicas, el “Régimen AML-CFT”), tipifica el lavado de dinero como un delito autónomo contra el orden económico y financiero, e independiente del delito de encubrimiento, que consiste en un ilícito contra la administración pública, e impone sanciones contra actos de lavado de dinero que no están necesariamente vinculados con la participación en el delito que dio origen a los fondos sujetos a dicho lavado de dinero.

La Unidad de Información Financiera (“UIF”) es la autoridad encargada de velar por el cumplimiento del Régimen AML-CFT. Se trata asimismo de un organismo descentralizado que funciona con autonomía e independencia financiera en la jurisdicción del Ministerio de Economía. La UIF está facultada para recibir y solicitar informes, documentos, antecedentes y cualquier otra información que se considere útil para el cumplimiento sus funciones a toda entidad pública, ya sea federal, provincial o municipal y de personas físicas, personas jurídicas del sector público o privado, todas las cuales deben proporcionar dicha información con

arreglo al Régimen AML-CFT. Cuando la información suministrada o el análisis efectuado por la UIF demuestre la existencia de pruebas suficientes para sospechar que se ha cometido un delito de lavado de dinero o de financiación del terrorismo, la UIF le hará llegar dichas pruebas al Ministerio Público Fiscal para que este instaure el proceso penal correspondiente, y la UIF puede presentarse como querellante en dicho proceso.

El Régimen AML-CFT, de conformidad con las normas internacionales en materia de AML-CFT, no solo designa a la UIF como organismo encargado de prevenir el lavado de dinero y la financiación del terrorismo, sino que también establece ciertas obligaciones para diversas entidades del sector público y privado y personas humanas, que se designan como Sujetos obligados y tienen la obligación legal de informar y colaborar con la UIF. Las siguientes personas, entre otras, son Sujetos Obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) casas de cambio; (iii) Agentes de Liquidación y Compensación, Agentes de Negociación; personas de existencia física y/o jurídica inscriptas ante la CNV que cumplen funciones en la actividad de colocación de fondos de inversión u otros productos de inversión colectiva autorizados por dicha agencia; compañías de financiamiento colectivo, Asesores de Inversión Global y las personas jurídicas que se desempeñan como fiduciarios financieros cuyos títulos valores fideicomitidos fueron admitidos al régimen de oferta pública por la CNV y los agentes inscriptos por la autoridad de contralor antedicha que interviene en la colocación de instrumentos negociables emitidos dentro del marco de los fideicomisos financieros mencionados; (iv) organismos públicos tales como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGI; y (v) profesionales del área de las ciencias económicas y escribanos públicos.

Los Sujetos Obligados deben cumplir con las siguientes obligaciones: (i) obtener de los clientes documentos capaces de acreditar fehacientemente su identidad, status jurídico, domicilio y otros datos con respecto a sus operaciones y necesarios para satisfacer los requerimientos de la actividad propuesta (política de Conozca a su Cliente); (ii) llevar adelante procesos de debida diligencia sobre sus clientes e informar operatorias o hechos sospechosos; y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las acciones que se están llevando adelante para dar cumplimiento a la normativa AML-CFT. Dentro del marco del análisis de los informes de operaciones sospechosas, los Sujetos Obligados no podrán abstenerse de revelar a la UIF ningún dato que se les requiera invocando el secreto bancario, bursátil o profesional ni obligaciones de confidencialidad por imperio de la ley o asumidas contractualmente.

En virtud del Anexo I de la Resolución N° 154/2018 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF) tanto el BCRA como la CNV se consideran Órganos de Contralor Específico. En dicha calidad, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento por parte de los Sujetos Obligados de los procedimientos AML-CFT sujetos a su control. A estos fines, tienen derecho a supervisar, monitorear e inspeccionar a estas entidades. La denegación u obstrucción de las inspecciones por parte de los Sujetos Informados pueden dar como resultado sanciones administrativas por parte de la UIF y sanciones penales.

El BCRA y la CNV también deben cumplir con las reglamentaciones en materia de AML-CFT establecidas de la UIF, incluyendo la generación de informes sobre transacciones sospechosas. A su vez, los Sujetos Obligados regulados por estos organismos están sujetos a las Resoluciones de la UIF N° 30/2017 y 21/2018, respectivamente. Dichas reglamentaciones establecen directrices que dichas entidades deben adoptar y aplicar para gestionar, de conformidad con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizados por terceros para fines delictuales de lavado de dinero y financiación del terrorismo.

En lo esencial, las reglamentaciones antedichas (cuyos textos consolidados fueron posteriormente aprobados por la Resolución de la UIF N° 156/18), modifican el enfoque de cumplimiento reglamentario formal a un Enfoque Basado en Riesgos ("RBA, por sus siglas en inglés"), en función de las recomendaciones revisadas emitidas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (la "GAFI") en 2012, a fin de garantizar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por lo tanto, los Sujetos Obligados identificarán y evaluarán sus riesgos y, sobre la base de estos, adoptarán las medidas para la gestión y la atenuación de dichos riesgos a fin de evitar con mayor efectividad el lavado de dinero y la financiación del terrorismo. Del mismo modo, se adopta lo estipulado por la Resolución UIF N° 4/17, que establece la posibilidad de efectuar procedimientos de debida diligencia con respecto a clientes supervisados en el exterior (anteriormente llamados "inversores internacionales") y clientes locales que son Sujetos Obligados ante la UIF.

Las normas de la CNV estipulan, entre otras disposiciones, que los Sujetos Obligados bajo su contralor solo llevarán adelante las operaciones contempladas bajo el sistema de oferta pública cuando estas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o con residencia en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados que la GAFI.

En virtud del Decreto N° 360/2016, el gobierno argentino creó el Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo dentro de la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Su objetivo es reestructurar, coordinar y fortalecer el sistema de lucha contra el lavado de dinero y la financiación del terrorismo a nivel nacional a la luz de los riesgos reales que pueden influir sobre el territorio argentino y los requerimientos globales que se deben satisfacer en el marco de las obligaciones y las recomendaciones internacionales de las Naciones Unidas y las normas de la GAFI.

El sistema de declaración voluntaria contemplada por la Ley de Amnistía Fiscal N° 27.260 de Argentina y su Decreto Reglamentario N° 895/16 (en forma conjunta, el "Sistema de Amnistía Fiscal") estableció que la información presentada voluntariamente bajo el Sistema de Amnistía Fiscal se puede utilizar para la investigación y represión de los delitos de lavado de dinero y financiación del terrorismo. A dichos fines, la UIF tiene la capacidad de comunicar información a otros organismos de inteligencia o investigación públicos en función de una resolución anterior de la Presidencia de la UIF y en tanto y en cuanto existan indicios serios, precisos y concordantes de la comisión de delitos de lavado de dinero y/o financiación del terrorismo. Además, la AFIP sigue estando obligada

a informarle a la UIF operaciones sospechosas detectadas dentro del marco del Sistema de Amnistía Fiscal y a brindarle toda la información requerida por la ley, viéndose impedida de invocar el secreto fiscal.

En noviembre de 2018, la UIF publicó la Resolución N° 134/2018, modificada por la Resolución N° 15/2019, que actualiza el listado de personas que deben ser consideradas personas políticamente expuestas en Argentina sobre la base de las funciones que desempeñan o han desempeñado, así como por su relación de cercanía o afinidad con terceros que desempeñan o han desempeñado dichas funciones.

El 21 de octubre de 2021, la Resolución UIF N° 112/2021 que promulgó ciertas medidas y procedimientos que todos los Sujetos Obligados deben observar para identificar a los beneficiarios reales. La Resolución UIF N° 112/2021, en su artículo 2, define al beneficiario efectivo en los siguientes nuevos términos: "La persona humana que posea al menos el 10% del capital o derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza el control final de la empresa".

El 2 de febrero de 2023, la Resolución UIF N° 14/2023, especifica los principales lineamientos para la gestión de riesgos y estándares mínimos de cumplimiento que cada institución financiera debe adoptar y aplicar para gestionar el riesgo. También establece la prohibición de mantener cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, hace explícitas las medidas requeridas con respecto a las personas políticamente expuestas extranjeras, enfatiza la necesidad de aplicar medidas de Debida Diligencia Reforzada proporcionales a los riesgos identificados e incorpora la posibilidad de que las instituciones financieras puedan contar con terceros para la ejecución de ciertas medidas de diligencia debida. La regulación entrará en vigencia a partir del 1 de abril de 2023.

Ley N° 27.401 de responsabilidad Penal de las personas jurídicas

El 8 de noviembre de 2017, el Congreso de la Nación aprobó la ley que establece el régimen de responsabilidad penal aplicable a las personas jurídicas privadas, con o sin participación estatal ("Ley de Responsabilidad Penal Empresarial"). Esta ley se aplica a las personas jurídicas privadas por los delitos de soborno nacional y transnacional y tráfico de influencias, transacciones incompatibles con el ejercicio de cargos públicos y exacción ilegal cometida por funcionarios públicos, entre otros.

Las personas jurídicas son responsables por los delitos que hubieren sido realizados directa o indirectamente, con su intervención o en su nombre, interés o beneficio. La persona jurídica también es responsable si un tercero, sin capacidad para actuar en su nombre, actuó en su propio beneficio o interés, siempre que la persona jurídica haya ratificado los actos del tercero, incluso implícitamente.

En los casos de transformación, fusión, absorción, escisión o cualquier otra modificación societaria, la responsabilidad de la persona jurídica es transmitida a la persona jurídica resultante o absorbente.

La persona jurídica podrá ser condenada aun cuando no haya sido posible identificar o juzgar a la persona humana que hubiere intervenido, siempre que las circunstancias del caso permitan establecer que el delito no podría haberse cometido sin la tolerancia de los órganos de la persona jurídica.

Las penas aplicables a las personas jurídicas incluyen multas, suspensión total o parcial de actividades comerciales de hasta diez (10) años, suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales para la ejecución de obras o servicios públicos, disolución y liquidación de la personería bajo ciertas circunstancias, pérdida o suspensión de beneficios del gobierno, entre otros.

Las penas pueden ser graduadas por jueces que contemplarán el cumplimiento de las normas y procedimientos internos; la cantidad y jerarquía de los funcionarios, empleados y colaboradores involucrados en el delito; la omisión de vigilancia; la extensión del daño causado; la cantidad de dinero involucrado; la disposición para mitigar o reparar el daño y la reincidencia.

La persona jurídica quedará eximida de pena y responsabilidad administrativa, cuando concurren las siguientes circunstancias: i) hubiere auto informado de un delito en virtud de la ley de responsabilidad penal; ii) hubiere implementado, previo al evento, un sistema adecuado de control y supervisión adecuado (Programa de Compliance), de acuerdo con los riesgos de actividad, dimensión y capacidad económica, con anterioridad al hecho del proceso; y iii) hubiere devuelto el beneficio indebido obtenido.

El Ministerio Público Fiscal y la persona jurídica podrán celebrar un acuerdo de colaboración eficaz por medio del cual ésta se obligue a cooperar a través de la revelación de información o datos precisos, útiles, completos y comprobables para el esclarecimiento de los hechos, la identificación de sus autores o partícipes y/o el recupero del producto o las ganancias provenientes del delito, así como al cumplimiento de las condiciones que se establezcan.

La Ley de Responsabilidad Penal Empresarial establece el contenido deseable de un programa de cumplimiento, estableciendo los requisitos obligatorios para aquellas personas jurídicas que celebren ciertos acuerdos con el gobierno argentino. Los programas de cumplimiento incluirán un conjunto de acciones, mecanismos y procedimientos internos para promover la integridad, la supervisión y el control dirigidos a prevenir, detectar y corregir las irregularidades y actos ilícitos previstos en esta ley.

Carga tributaria

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 en Argentina

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.

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.

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 a efectos impositivos resida 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 en el correspondiente convenio.

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 (“IG”)

Pago de intereses

En virtud de la Ley N° 27.541 se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576, motivo por el cual se eximen a los intereses de las Obligaciones Negociables que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la mencionada Ley N° 23.576 (las “Condiciones del Artículo 36”) para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en Argentina. En el caso de que no se cumplan las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención deben tributar el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (“LIG”), con una alícuota marginal máxima del 35%.

Sin perjuicio de lo anterior, se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638 y con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso. Por su parte, el Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, el que resultó incorporado en el artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG.

Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) cuando: (i) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o (ii) sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo nacional; (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación) como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del Artículo 2 de la Ley N° 24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos en dicho beneficio aquellos instrumentos adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas antes mencionadas.

Además, se faculta a la CNV y a la AFIP al dictado de normas complementarias pertinentes, siendo esta última la encargada de publicar un listado en el que, taxativamente, se mencione a cada uno de los instrumentos que cumplieren con los requisitos de procedencia de la exención previamente mencionados. Al respecto, se destaca que, tal como se enunciara más arriba, la CNV emitió la Resolución General N° 917/2021 (publicada en el BO el 3 de enero de 2022) mediante la cual reglamentó la aplicación de estas disposiciones, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638.

En caso de personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales (“Beneficiarios del exterior”) que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, no se modifica el tratamiento previsto por la Ley N° 27.430, es decir, se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36. En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los Beneficiarios del exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2 respectivamente de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a “jurisdicciones no cooperantes”, deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones incluidos por el Decreto N° 862/2019 en el listado del artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG.

La Resolución General AFIP N° 4.227/2018 regula el régimen de retención del IG aplicable a los intereses pagados a Beneficiarios del exterior en caso de que no resulte aplicable la exención.

Por último, los rendimientos obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos a un sistema de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función al rango del monto de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, siendo dichos montos ajustables anualmente por el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) a partir del 1 de enero de 2022. La mencionada escala es aplicable desde los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, a partir de las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.630.

Venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables

A partir de la entrada en vigencia de la Ley N° 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 exime a la venta u otra forma de disposición de Obligaciones Negociables a las que se refiere el Artículo 36 de la Ley N° 23.576 para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina. En el caso de que no se cumplan tales condiciones, los rendimientos no amparados por la mencionada exención se encuentran gravadas por el IG a las siguientes alícuotas:

- 5% para Obligaciones Negociables en moneda nacional sin cláusula de ajuste.
- 15% para Obligaciones Negociables en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera.

El resultado por venta u otra forma de disposición obtenido por Beneficiarios del exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o que los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones, se encuentra exento si se trata de Obligaciones Negociables que cumplen con las Condiciones del Artículo 36. Asimismo, se encuentran exentos de este tributo los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG obtenidos por Beneficiarios del exterior, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 109 de la LIG y siempre que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones. Para los Beneficiarios del exterior no rigen las disposiciones del Artículo 28 de la LIG ni las del Artículo 106 de la Ley N° 11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del exterior que residan o que los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el resultado por venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables se encontrará sujeto a la retención con carácter de pago único y definitivo del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG aplicable sobre la base imponible prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la LIG, conforme lo previsto en el Artículo 10 de la Resolución General AFIP N° 4.227/2018.

La ganancia resultante de la venta o disposición de las Obligaciones Negociables por parte de entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos al a un sistema de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función al rango del monto de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, siendo dichos montos ajustables anualmente por el IPC a partir del 1 de enero de 2022. La mencionada escala resulta aplicable desde los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021, inclusive.

Impuesto al Valor Agregado (“IVA”)

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 N° 23.349 de IVA, la transferencia de Obligaciones Negociables está exenta del IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los Bienes Personales (“IBP”)

Las personas físicas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en el país se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda una determinada suma total de pesos los cuales a partir del periodo fiscal 2022, según la modificación introducida por la Ley N° 27.667, se ajustarán anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior, siendo dicho monto ajustado para el período fiscal 2022 de Ps. 11.282.141,08. 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. 11.282.141,08 mencionados precedentemente.

Por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación a partir del período fiscal 2021, se encuentran exentas del IBP las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de no resultar aplicable dicha exención, el IBP resultará de la aplicación de la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa). El gravamen a ingresar por los contribuyentes residentes en el país surgirá de la aplicación sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones en el capital de cualquier tipo de sociedades regidas por la Ley N° 19.550, con excepción de las empresas y explotaciones unipersonales, a un rango de alícuotas progresiva de entre el 0,50% y el 1,75% a partir del período fiscal 2021 de acuerdo con las escalas incorporadas por la Ley N° 27.541 y modificadas por la Ley N° 27.667. Asimismo, esta última norma incorporó a la Ley N° 23.966, en su parte pertinente, y sus modificaciones ("Ley del IBP"), una escala de alícuotas progresivas diferenciales de entre el 0,70% y el 2,25% para la tenencia de bienes situados en el exterior, delegando al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de disminuir las alícuotas aplicables para el caso de activos financieros situados en el exterior, de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado.

Las personas físicas y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% a partir del ejercicio fiscal 2019; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del IBP cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 250.

Si bien las Obligaciones Negociables de propiedad de personas físicas y sucesiones indivisas radicadas en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, la Ley del IBP, en su parte pertinente, y sus modificaciones, (la "Ley del IBP") y su Decreto Reglamentario N° 127/96 y sus modificaciones, 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 (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 ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas físicas 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 de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1% a partir del ejercicio fiscal 2019; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El Decreto N° 127/1996 así como la Resolución General AFIP N° 2.151/2006 establecen que el obligado sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del IBP 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 Decreto N° 127/1996, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda 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 General AFIP N° 2.151/2006. En caso de que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita (i) la autorización de la CNV y (ii) la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente ("IDC")

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 IDC. La alícuota general del IDC asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Ciertas transferencias de dinero o movimientos en efectivo a través de otros mecanismos también pueden verse alcanzados por este impuesto, con tasas de hasta el 1,2% de los montos transferidos.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras argentinas, señalamos que la Ley N° 27.541, para los hechos impositivos que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas bancarias cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos impositivos comprendidos en el artículo 1 inciso a) de la mencionada Ley N° 27.541 y sujetos a la tasa general del 0,6% y el 33% de los importes abonados sobre operaciones alcanzadas por la tasa del 1,2% en virtud de los incisos b) y c) del artículo 1 de la misma Ley se computarán como pago a cuenta del IG y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (actualmente derogado) o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito del IG y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%.

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3.250 del BCRA) 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 (Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001). Asimismo, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas Micro y Pequeñas Empresas y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas "Medianas -tramo 1-" en los términos del artículo 1 de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias.

En 2022, mediante la Ley N° 27.702, se prorrogaron hasta el 31 de diciembre de 2027 aquellos impuestos cuya vigencia culminaba el 31 de diciembre de 2022 (IG, IBP, e IDC). En el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al IDC.

Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria ("PAÍS") y percepción establecida por Resolución General AFIP N° 4.815/2020

La Ley N° 27.541 estableció, con carácter de emergencia y por el término de 5 períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha Ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General AFIP N° 4.815/2020 se estableció un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por el impuesto PAÍS. La percepción aplicable, conforme la última modificación establecida por la Resolución General AFIP N° 5.232/2022, varía en función de las operaciones celebradas, resultando de aplicación la alícuota del 35% para las detalladas en el inciso a) del artículo 35, o del 45% para los supuestos enumerados en los incisos b), c), d) y e) del artículo 35, de la Ley N° 27.541, sobre los montos en pesos de tales operaciones. Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del IBP o del IG según la situación del sujeto alcanzado. Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del IG o del IBP, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas.

Adicionalmente, esta Resolución establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del IG o del IBP.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos ("ISIB")

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 ISIB a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada Provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

A la fecha del presente Prospecto, algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma 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 exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y modificatorias, y mientras resulte de aplicación la exención del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias 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 provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

Impuesto de Sellos ("IS")

El IS grava la instrumentación 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 o en el exterior, 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 dichas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del IS 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.

Impuesto a la Transferencia Gratuita de Bienes ("ITGB")

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la transmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

La Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1 de enero de 2011 y por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el ITGB.

El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2022, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a Ps. 468.060, o Ps. 1.948.800 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,51% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes, podrían quedar afectados por el ITGB en la jurisdicción señalada.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada Provincia.

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 (generalmente a una alícuota del 3% y/o del 1,5 % en el caso de juicios sucesorios, entre otros) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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 valores negociables que se trate, por un plazo mínimo de 3 días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio de 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, si 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 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.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Qatar y Uruguay. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos. Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

Restricción respecto de países de baja o nula tributación

Conforme la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de países de “baja o nula tributación” a que alude el Artículo 20 de la L IG, 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 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 IG y, en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en el IVA e impuestos internos.

Conforme el Artículo 20 de la LIG, 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 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de la LIG.

El Decreto N° 862/2019 dispone que a 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 empresaria 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 AFIP 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 Prospecto 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 Prospecto 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.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

EMISOR

YPF Energía Eléctrica S.A.

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

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Butty 275 – Piso 12
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