PROSPECTO DE EMISOR FRECUENTE

YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.

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

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

Registro de Emisor Frecuente N° 16 otorgado por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Emisora y la actualización del Prospecto fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2025-52-APN-GE#CNV de fecha 10 de abril de 2025, con un monto disponible a emitir de US$ 150.000.000 (o su equivalente en otros monedas o unidades de medida y/o valor).

Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el presente Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor, conforme las normas vigentes. La Emisora asume la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el Prospecto y sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación actual de la Emisora, los cuales se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración.

El Consejo de Calificación de FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings), en su informe de fecha 12 de noviembre de 2024, otorgó una clasificación AAA (arg) con perspectiva estable a la Sociedad en su carácter de Emisor de Largo Plazo (véase informe en https://www.fixscr.com), y en la AIF bajo el ID N° 3280156.

Con fecha 24 de febrero de 2025, Moody's Local AR Agente de Calificación de Riesgo S.A. ("Moody's Local Argentina"), resolvió elevar la calificación de emisor en moneda local y en moneda extranjera de largo plazo de YPF Luz y de sus valores negociables de AA.ar a AAA.ar, con perspectiva estable, representando una mejora de dos (2) escalones respecto a su calificación anterior. Para más información, véase el dictamen de fecha 24 de febrero de 2025 emitido por Moody´s Local Argentina, publicado en la página web (https://moodyslocal.com.ar), y en la AIF bajo el ID N° 3322319.

La inversión en las obligaciones negociables a ser emitidas por la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente (las "**Obligaciones Negociables**") implica riesgos significativos. Véase el capítulo "*Factores de Riesgo*" en el

Pedro Kearney
Funcionario Autorizado

presente prospecto (el "**Prospecto**"). El respectivo Suplemento de Prospecto de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar una inversión en las Obligaciones Negociables a ser emitidas por la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley N° 26.831, y sus modificatorias (la "**Ley de Mercado de Capitales**"), los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los respectivos prospectos y Suplementos de Prospecto. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

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

La fecha de este Prospecto es 11 de abril de 2025.

Pedro Kearney
Funcionario Autorizado

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN **4**
ANTECEDENTES FINANCIEROS **13**
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA **20**
HECHOS POSTERIORES **48**
FACTORES DE RIESGO **49**
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA **77**
EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO **114**
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN **148**
ACCIONISTAS PRINCIPALES **159**
CIERTAS RELACIONES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS **162**
INFORMACIÓN ADICIONAL **164**

INTRODUCCIÓN

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

Los inversores deben basarse únicamente en la información contenida en este Prospecto, el respectivo Suplemento de Prospecto 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 Prospecto u otros suplementos y ni nosotros ni los colocadores, de existir, incurriremos en responsabilidad alguna por cualquier información que difiera de la misma.

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 Prospecto, 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 que tengan acceso a este Prospecto tomen conocimiento y cumplan con tales restricciones. Este Prospecto no constituye una oferta de venta ni una invitación a presentar ofertas para comprar Obligaciones Negociables en ninguna jurisdicción a persona alguna a quien fuera ilícito realizar la oferta o invitación, ni constituye una invitación ni una recomendación a suscribir o comprar Obligaciones Negociables por parte de la Compañía ni de los colocadores.

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

Las Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente revestirán el carácter de "obligaciones negociables simples no convertibles en acciones" según la Ley N° 23.576 (conforme fuera modificada y complementada, la "**Ley de Obligaciones Negociables**") y tendrán derecho a los beneficios establecidos en dicha ley y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. Las Obligaciones Negociables colocadas a través de una oferta pública en Argentina se ajustarán a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y a la Resolución General de la CNV N°622/2013 (N.T. 2013), y sus modificatorias y complementarias (las "**Normas de la CNV**").

A partir del Decreto 621/2021 del Poder Ejecutivo Nacional, reglamentado por la CNV por la Resolución General 917/2021, se informa al público inversor que, la Emisora oportunamente incluirá la mención sobre el cumplimiento de los requisitos de la Resolución General 917/2021 de la CNV en los respectivos Suplementos de Prospecto 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 cumpla 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 2024, 2023 y 2022.

Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 5 de marzo de 2025 (ID N° 3326464).

Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 5 de marzo de 2024 (ID N°3161500) y acta de asamblea de accionistas de fecha 29 de abril de 2024 (ID N°3193361).

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) y acta de asamblea de accionistas de fecha 27 de abril de 2023 (ID N°3039065). Adicionalmente, se incorporan por referencia los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, emitidos originalmente con fecha 7 de marzo de 2023 y cargados en AIF bajo el ID N° 3013416. No obstante, la información incluida en el Prospecto correspondiente al año 2022 ha sido extractada de los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, emitidos el 5 de marzo de 2024 y cargados en AIF bajo el ID N° 3161500.

En todos los casos los Estados Financieros Consolidados Auditados son incorporados por referencia al presente Prospecto.

Se podrá consultar los estados financieros de la Compañía, el presente Prospecto, y cualquier Suplemento de Prospecto 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 inversores.ypfee@ypf.com.

Aprobaciones Societarias

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente de la Emisora y la emisión de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente por el monto hasta US$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor, fue resuelta por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Emisora celebrada el 28 de abril de 2021 y aprobado por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 13 de julio de 2021. La renovación de delegación de facultades en el Directorio fue autorizada por resolución de nuestros accionistas adoptada en la asamblea ordinaria celebrada el 28 de abril de 2021. La actualización del Prospecto de Emisor Frecuente y la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de US$ 150.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor) o aquel monto menor que definan los funcionarios autorizados por el Directorio de la Compañía y las facultades de los mismos fueron aprobadas en su reunión de fecha 5 de marzo de 2025.

Manifestaciones sobre el futuro

Este 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"* 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 correspondientes a los ejercicios 2024 y 2023 se presentan en millones de pesos mientras que las cifras de los estados financieros correspondientes a 2022 fueron redondeadas a millones 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 financieros que se incorporan como referencia, o bien, que aparecen en el Prospecto.

Abreviaturas y definiciones

En este Prospecto, las referencias a:

- "**Acuerdo de Accionistas**" corresponde al Acuerdo de Accionistas de fecha 20 de marzo de 2018, entre GE EFS Power Investments B.V., YPF, OPESSA y la Emisora.

- "**AESA**" corresponde a A-Evangelista S.A.

- "**AFIP**" corresponde a la ex Administración Federal de Ingresos Públicos, que fuera disuelta en fecha 24 de octubre de 2024 mediante el Decreto 953/2024, y reemplazada por la ARCA (conforme se define a continuación).

- "**ARCA**" corresponde a la Agencia de Recaudación y Control Aduanero.

- "**BCRA**" o "**Banco Central**" corresponden al Banco Central de la República Argentina.

- "**BICE**" corresponde al Banco de Inversión y Comercio Exterior.

- "**BNP Paribas**" corresponde a BNP Paribas Fortis SA/NV.

- "**CAMMESA**" corresponde a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (Véase "*El Sector Eléctrico Argentino - Aspectos Generales del Marco Legal - CAMMESA*" del Prospecto).

- "**Cañadón León**" corresponde al parque eólico Cañadón León ubicado en la provincia de Santa Cruz.

- "**CASA**" significa el proyecto de parque eólico CASA en construcción ubicado en Olavarría, en la Provincia de Buenos Aires.

- "**CDS**" corresponde a Central Dock Sud S.A.

- "**Central Dock Sud**" corresponde 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 Manantiales Behr**" significa la central térmica Manantiales Behr ubicada en Manantiales Behr, Provincia de Chubut.

- "**Central Térmica San Miguel de Tucumán**" corresponde 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**" corresponde 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**" corresponde 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**" corresponde a un tipo de planta termoeléctrica que puede utilizar diversos combustibles, incluido el gas natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad mediante una o varias turbinas de gas o motores de combustión interna 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**" corresponde a un tipo de planta termoeléctrica que puede usar varios combustibles, como gas natural o gasoil, para hacer funcionar un alternador que genera energía, generalmente mediante una turbina de gas. A diferencia de las plantas de ciclo combinado, las turbinas de gas de ciclo simple solamente tienen un ciclo termodinámico.

- "**CMASS**" corresponde a Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud.

- "**CNV**" corresponde a la Comisión Nacional de Valores.

- "**Cogeneración**" significa el proceso de producción combinada de energía eléctrica y/o mecánica y calor, que se realiza utilizando gas natural o combustible líquido.

- "**Complejo Tucumán**" corresponde a la Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán.

- "**Distribución**" corresponde a la transmisión de electricidad al consumidor final.

- "**Distribuidor**" corresponde a una persona jurídica que provee electricidad a un grupo de consumidores finales mediante una red de distribución.

- "**El Bracho TG**" corresponde a la turbina a gas de la central térmica El Bracho, titular de un PPA con CAMMESA en el marco de la Resolución N° 21.

- "**El Bracho TV**" corresponde a la turbina a vapor de la central térmica El Bracho, titular de un PPA con CAMMESA en el marco de la Resolución N° 287.

- "**El Quemado I**" significa el proyecto en construcción del parque solar El Quemado I ubicado en Las Heras, en la provincia de Mendoza.

- "**ENARSA**" corresponde 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 SE N° 387/2024 y normativas previas. Véase "*La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina*".

- "**Energía Plus**" corresponde al marco regulatorio establecido bajo la Resolución SE N° 1281/06, y sus modificatorias. Cabe destacar que dicho marco regulatorio –el "Servicio de Energía Plus"– fue derogado por la Resolución N° 21/2025 a partir del 1° de febrero de 2025. Véase "*La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina*" "*Energía Plus*".

- "**ENRE**" corresponde 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.

- "**Estatutos Sociales**" significan los estatutos sociales de YPF Luz 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 y los correspondientes textos ordenados emitidos.

- "**FACPCE**" corresponde a la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

- "**Factor de Carga**" significa el coeficiente entre la energía efectivamente generada por un parque eólico o solar y la energía que dicho parque eólico o solar generaría si pudiera operar a capacidad máxima.

- "**Factor de Disponibilidad**" significa, con respecto a una unidad, la fracción, expresada como porcentaje, de un determinado período de tiempo en el que se encuentra disponible sin cortes.

- "**FHC**" significa, con respecto a una central eléctrica, la fecha de habilitación comercial.

- "**FMI**" corresponde al Fondo Monetario Internacional.

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

- "**FONINVEMEM**" corresponde al Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. Véase "*El Sector Eléctrico Argentino – Estructura de la Industria - FONINVEMEM y programas similares*" del Prospecto.

- "**GAFI**" corresponde al Grupo de Acción Financiera Internacional.

- "**GE EFS**" corresponde a GE EFS Power Investments B.V., afiliada de GE.
- "**General Electric**" o "**GE**" corresponden indistintamente a cualquier sociedad subsidiaria y/o afiliada de General Electric Company.
- "**GE Vernova**" significa GE Vernova Inc.
- "**Gobierno Argentino**" corresponden al Gobierno de la República Argentina.
- "**GUMA**" significa Grandes Usuarios Mayores.
- "**GUME**" significa Grandes Usuarios Menores.
- "**GUPA**" significa Grandes Usuarios Particulares.
- "**GW**" corresponde a gigawatts.
- "**GWh**" corresponde a gigawatt por hora.
- "**IEASA**" corresponde a Integración Energética Argentina S.A. (anteriormente denominada ENARSA).
- "**IBP**" corresponde al Impuesto (anual) sobre los Bienes Personales.
- "**IDS**" corresponde a Inversora Dock Sud S.A.
- "**IGJ**" corresponde a la Inspección General de Justicia.
- "**INDEC**" significa Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina.
- "**IPC**" corresponde al índice de precios al consumidor argentino.
- "**IS**" corresponde al Impuesto de Sellos.
- "**IVA**" corresponde al Impuesto al Valor Agregado.
- "**Kv**" corresponde a kilovoltios.
- "**Kw**" corresponde a kilowatts.
- "**kWh**" corresponde a kilowatts por hora.
- "**Ley de Energías Renovables**" corresponde al régimen introducido por la Ley Nº 26.190, y sus modificatorias, en especial la Ley Nº 27.191.
- "**Ley General de Sociedades**" corresponde a la Ley General de Sociedades Nº 19.550 y sus modificatorias.
- "**Loma Campana Este**" corresponde a la central de Loma Campana Este ubicada dentro del bloque concesión de producción de petróleo y gas de Loma Campana, en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.
- "**Loma Campana I**" corresponde a la central térmica Loma Campana I ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.

- "**Loma Campana II"** corresponde a la central térmica Loma Campana II ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.

- "**Los Teros"** significa el parque eólico Los Teros ubicado en la localidad de Azul, Provincia de Buenos Aires.

- "**LPC I"** corresponde a la planta de cogeneración ubicada en la Refinería La Plata de YPF, adquirida de Central Puerto S.A.

- "**LPC II**" corresponde a la planta de cogeneración ubicada en la Refinería La Plata de YPF.

- "**Luz del León**" corresponde a Luz del León S.A.

- "**LVFVD**" corresponde a liquidaciones de venta con fecha de vencimientos a definir. Véase *"El Sector Eléctrico Argentino – Estructura de la Industria - FONINVEMEM y programas similares"*.

- "**MATER**" corresponde al Mercado a Término de Energía Renovable.

- "**MEM**" o "**Mercado Eléctrico Mayorista**" corresponde al Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina.

- "**Mercado Spot**" corresponde a toda generación de energía no comprometida en contratos o no asignada al abastecimiento de la demanda prioritaria de distribuidores del MEM.

- "**Mercado de Cambios**" corresponde al mercado de cambios establecido por el artículo 1º del Decreto Nº 260/02, según el texto establecido por el artículo 132 de la Ley N° 27.444.

- "**Motor Reciprocante**" significa un motor térmico que utiliza uno o varios pistones reciprocantes para transformar la presión en movimiento de rotación para generar energía.

- "**MW**" corresponde al megavatio.

- "**MWh**" corresponde a megavatio hora.

- "**NIIF**" o "**IFRS**" (por su acrónimo en inglés) corresponde a las Normas Internacionales de Información Financiera de Contabilidad emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board* o "**IASB**").

- "**NOA**" corresponde al noroeste argentino, región geográfica de Argentina, integrada por las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero.

- "**OPESSA**" corresponde a Operadora de Estaciones de Servicios S.A.

- "**Parque Eólico Manantiales Behr**" significa el parque eólico Manantiales Behr ubicado en Manantiales Behr, Provincia de Chubut.

- "**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*) corresponde 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**" corresponde al reconocimiento de costos fijos y variables a las unidades cuya energía no está comprometida bajo ningún tipo de contrato. Los valores de

remuneración para las transacciones económicas a partir de abril 2025 fueron fijados por la Resolución SE N° 143/2025.

- "**Resolución N° 1/2019**" corresponde 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**" corresponde a la Resolución N°19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex MeyM, que fue reemplazada por la Resolución N°1/2019.

- "**Resolución N° 21**" corresponde a la Resolución MeyM N° 21/2016 del ex MeyM.

- "**Resolución N° 95/2013**" corresponde a la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía del MEM.

- "**Resolución N° 287**" corresponde a la Resolución MeyM N° 287/2017 del ex MeyM.

- "**Resolución N° 1/2019**" corresponde a la Resolución N° 1/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

- "**Resolución N° 31/2020**" corresponde a la Resolución N° 31/2020 de la Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que reemplazó la Resolución N°440/2021.

- "**Resolución N° 440/2021**" corresponde a la Resolución N°440/2021 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 238/2022**" corresponde a la Resolución N° 238/2022 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 826/2022**" corresponde a la Resolución N° 826/2022 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 59/2023**" corresponde a la Resolución N° 59/2023 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 750/2023**" corresponde a la Resolución N° 750/2023 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 869/2023**" corresponde a la Resolución N° 869/2023 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 9/2024**" corresponde a la Resolución N° 9/2024 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 99/2024**" corresponde a la Resolución N° 99/2024 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 193/2024**" corresponde a la Resolución N° 193/2024 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 233/2024**" corresponde a la Resolución N° 233/2024 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 285/2024**" corresponde a la Resolución N° 285/2024 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 20/2024**" corresponde a la Resolución N° 20/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería.

- "**Resolución N° 387/2024**" corresponde a la Resolución N° 387/2024 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 603/2024**" corresponde a la Resolución N° 603/2024 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 21/2025**" corresponde a la Resolución N° 21/2025 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 27/2025**" corresponde a la Resolución N° 27/2025 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 113/2025**" corresponde a la Resolución N° 113/2025 de la Secretaría de Energía.

- "**Resolución N° 143/2025**" corresponde a la Resolución N° 143/2025 de la Secretaría de Energía.

- "**Resoluciones Técnicas**" significa las resoluciones a las que hacen referencias las Normas de la CNV en general como las "Resoluciones Técnicas" emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

- "**RIGI**" significa Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones creado por la Ley Bases.

- "**SADI**" corresponde al Sistema Argentino de Interconexión.

- "**San Miguel de Tucumán**" significa la Central Térmica San Miguel de Tucumán ubicada en la localidad El Bracho, aproximadamente a 22 km al sur de San Miguel de Tucumán, Provincia de Tucumán.

- "**SE**" corresponde a la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía de la República Argentina, que en diciembre de 2019 reemplazó a la ex Secretaría de Gobierno de Energía.

- "**SGE**" corresponde a la ex Secretaría de Gobierno de Energía, que dependía del Ministerio de Economía de la República Argentina y que, en septiembre de 2018, reemplazó al entonces Ministerio de Energía.

- "**TG**" significa turbina de gas.

- "**TG El Bracho**" significa la turbina de gas de la central térmica El Bracho.

- "**TV**" significa turbina de vapor sin recalentamiento.

- "**Vestas**" corresponde, según lo requiera el contexto, a Vestas Wind Systems A/S y Vestas Argentina S.A. o cualquiera de sus respectivas afiliadas.

- "**Yacyretá**" corresponde a Central Hidroeléctrica Yacyretá ubicada en el Río Paraná.

- "**YPF**" corresponde a YPF S.A.

- "**YPF Luz**", "**YPFEE**", "**la Compañía**", "**la Sociedad**", "**la Emisora**", "**nosotros**" y "**nuestro**" se refiere 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.

- "**Zonda**" significa el parque solar Zonda ubicado en Iglesia, Provincia de San Juan.

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

ANTECEDENTES FINANCIEROS

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*" de este Prospecto.

La información financiera incluida en esta sección corresponde a nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022. Esta información debe leerse juntamente con nuestros (i) estados financieros consolidados auditados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, presentados con información comparativa correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023 y (ii) estados financieros consolidados auditados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, presentados con información comparativa correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2022 (los "**Estados Financieros Consolidados Auditados**"), que están publicados en la AIF bajo el ID N° 3326398 y ID N° 3161500, respectivamente, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.
Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados han sido preparados de acuerdo con las NIIF de Contabilidad. La adopción de la totalidad de las NIIF, tal como fueron emitidas por el IASB fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la FACPCE y por las Normas de la CNV.

Síntesis de resultados

Información de los Estados consolidados de resultados integrales

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(Cifras expresadas en millones de pesos, excepto por la información por acción que se expresa en pesos)		
Ingresos por ventas	488.328	156.557	63.496
Costos de producción	(261.838)	(77.770)	(27.409)
Resultado bruto	**226.490**	**78.787**	**36.087**
Gastos de administración y comercialización	(42.584)	(16.517)	(4.956)
Resultado por adquisición de participación en sociedades	-	14.513	-
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(77.926)	(12.004)	(5.986)
Otros resultados operativos, netos	33.541	15.606	7.159
Deterioro de activos financieros	(30.093)	-	-
Resultado operativo	**109.428**	**80.385**	**32.304**
Resultado por participación en sociedades			
Resultados financieros, netos	-	(123)	(1.076)
- Ingresos financieros	117.385	150.678	15.477
- Costos financieros	(152.349)	(168.020)	(27.717)
Resultados financieros, netos	(34.964)	(17.342)	(12.240)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	**74.464**	**62.920**	**18.988**
Impuesto a las ganancias	178.300	(78.435)	(1.468)
Resultado neto del ejercicio	**252.764**	**(15.515)**	**17.520**
Otros resultados integrales			
Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:			
Diferencia de conversión	266.999	716.636	74.881
Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:			
Resultados por posición monetaria neta de asociadas	-	(17.846)	6.950
Diferencia de conversión de asociadas	-	13.242	(5.319)
Cambios en el valor razonable de instrumentos derivados, netos del efecto impositivo [(1)]	-	-	9
Otros resultados integrales del ejercicio	**266.999**	**712.032**	**76.521**
Resultado integral total del ejercicio	**519.763**	**696.517**	**94.041**
Resultado del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	**226.611**	**(7.253)**	**17.520**
Resultado del ejercicio atribuible a la participación no controlante	**26.153**	**(8.262)**	**-**
Resultado integral total del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	**461.846**	**620.765**	**94.041**
Resultado integral total del ejercicio atribuible a la participación no controlante	**57.917**	**75.752**	**-**
Resultado neto por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:			
- Básico y Diluido (ARS)	60,478	(1,936)	4,676

(1) Neto del impuesto a las ganancias relacionado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 por (3).

Datos de los Estados Consolidados de Situación Financiera

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
ACTIVO	(Cifras expresadas en millones de pesos)		
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.037.136	1.621.077	300.299
Activos intangibles	8.089	6.572	1.393
Activos por derecho de uso	13.727	11.960	3.032
Inversiones en asociadas	10	8	13.206
Otros créditos	44.470	36.154	2.188
Otros activos financieros	3.891	-	-
Activos por impuesto diferido, netos	104.672	20.067	5.464
Total del activo no corriente	**2.211.995**	**1.695.838**	**325.582**
Activo corriente			
Otros créditos	54.518	31.135	6.608
Créditos por ventas	133.358	91.705	24.925
Otros activos financieros	63.482	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	27.725	9.605	2.108
Efectivo y equivalentes de efectivo	219.628	82.663	14.577
Total del activo corriente	**498.711**	**215.108**	**48.218**
TOTAL DEL ACTIVO	**2.710.706**	**1.910.946**	**373.800**
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	8.411	8.411	8.411
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	1.193.724	783.174	174.409
PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD CONTROLANTE	**1.202.135**	**791.585**	**182.820**
Participación no controlante	164.573	106.656	-
TOTAL DEL PATRIMONIO	**1.366.708**	**898.241**	**182.820**
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	4.212	2.328	553
Pasivos por impuesto diferido, netos	17.238	141.651	16.550
Pasivos por arrendamientos	8.282	5.416	1.919
Préstamos	749.853	575.908	125.739
Otros pasivos	7.608	3.397	-
Cuentas por pagar	1.024	-	-
Pasivos por contratos	36.632	16.665	-
Total del pasivo no corriente	**824.849**	**745.365**	**144.761**
Pasivo corriente			
Provisiones	-	8	-
Cargas fiscales	5.644	983	565
Impuesto a las ganancias a pagar	34.423	5.842	1.032
Remuneraciones y cargas sociales	14.462	9.402	1.775
Pasivos por arrendamientos	2.295	3.823	415
Préstamos	297.253	148.009	26.177
Otros pasivos	5.081	625	-
Pasivos por contratos	6.289	-	-
Cuentas por pagar	153.702	98.648	16.255
Total del pasivo corriente	**519.149**	**267.340**	**46.219**
TOTAL DEL PASIVO	**1.343.998**	**1.012.705**	**190.980**
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	**2.710.706**	**1.910.946**	**373.800**

Estados Consolidados de cambios en el Patrimonio

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
	(Cifras expresadas en millones de pesos argentinos)		
Capital suscripto	3.747	3.747	3.747
Prima de emisión	4.604	4.604	4.604
Otras contribuciones de accionistas	60	60	60
Aportes de los propietarios	**8.411**	**8.411**	**8.411**
Reserva legal	45.512	35.639	7.819
Reserva para futuros dividendos	59.577	16.867	4.962
Reserva especial RG N° 609	1.096	858	188
Reserva para futuras inversiones	386.889	359.138	62.164
Reservas	**493.074**	**412.502**	**75.133**
Otros resultados integrales acumulados	457.868	356.717	75.603
Resultados acumulados	242.782	13.955	23.673
Patrimonio atribuible a los Accionistas de la controlante	**1.202.135**	**791.585**	**182.820**
Participación no controlante	164.573	106.656	-
Total	**1.366.708**	**898.241**	**182.820**

Otros indicadores

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
EBITDA Ajustado [(1)]	334.409	119.830	51.223
Margen sobre EBITDA Ajustado [(2)]	68.5%	76,5%	80,7%

(1) El EBITDA Ajustado se calcula sumando al resultado neto del ejercicio: (i) los resultados financieros, netos, (ii) la depreciación de propiedades, planta y equipo, (iii) la depreciación de activos por derecho de uso, (iv) la amortización de activos intangibles, (v) el impuesto a las ganancias, (vi) el resultado por participación en sociedades; (vii) el resultado por adquisición de participación en sociedades, (viii) los resultados de las operaciones discontinuas y (ix) el resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo ("**EBITDA Ajustado**"). Es posible que el EBITDA Ajustado no sea comparable con otras medidas de denominación similar y tiene limitaciones como herramienta analítica y no debe considerarse de manera aislada ni reemplaza el análisis de los resultados operativos de la Sociedad presentados conforme a las NIIF.

(2) El margen EBITDA Ajustado se ha calculado dividiendo el EBITDA Ajustado sobre los ingresos por ventas del ejercicio.

Conciliación de EBITDA Ajustado

El EBITDA Ajustado se calcula sumando al resultado neto del ejercicio: (i) los resultados financieros, netos, (ii) la depreciación de propiedades, planta y equipo, (iii) la depreciación de activos por derecho de uso, (iv) la amortización de activos intangibles, (v) el impuesto a las ganancias, (vi) el resultado por participación en sociedades; (vii) el resultado por adquisición de participación en sociedades, (viii) los resultados de las operaciones discontinuas y (ix) el resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo. 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		
	2024	**2023**	**2022**
EBITDA Ajustado	(Cifras expresadas en millones de pesos)		
Resultado neto del ejercicio	252.764	(15.515)	17.520
Resultados Financieros, Netos	34.964	17.342	12.240
Depreciación de propiedades, planta y equipo y activos por derecho a uso	146.783	41.999	13.975
Amortización de activos intangibles	272	78	34
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	77.926	12.004	5.986
Resultado por adquisición de participación en sociedades	-	(14.513)	-
Impuesto a las ganancias	(178.300)	78.435	1.468
EBITDA Ajustado	334.409	119.830	51.223

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra nuestra deuda, patrimonio y capitalización total al 31 de diciembre de 2024. Este cuadro debe leerse junto con nuestros estados financieros consolidados auditados y las notas a los mismos incluidas por referencia en el Prospecto.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de
	2024
	(Cifras expresadas en millones de pesos)
Préstamos corrientes	297.253
Pasivos por arrendamientos corrientes	2.295
Préstamos no corrientes	749.853
Pasivos por arrendamientos no corrientes	8.282
Total Préstamos [(2)]	**1.057.683**
Total Patrimonio	**1.366.708**
Total Capitalización [(1)]	**2.424.391**

[(1)] Corresponde a la suma de préstamos corrientes, préstamos no corrientes, pasivos por arrendamiento corrientes y no corrientes y el patrimonio.

[(2)] Al 31 de diciembre de 2024, corresponde 108.381 a préstamos garantizados.

Composición del Endeudamiento

El siguiente cuadro desglosa el pasivo total de la Sociedad, clasificando las deudas según su tipo, a la fecha de este Prospecto:

	A la fecha del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	A la fecha del prospecto
	(Cifras expresadas en millones de pesos)	(Cifras expresadas en millones de pesos)
TOTAL	**1.047.102**	**1.015.553**
Pagarés electrónicos	**-**	**-**
Cheques de Pago Diferido	**-**	**-**
Cheques Electrónicos	**-**	**-**
Facturas de Crédito	**-**	**-**

Cauciones	-	-
Deudas Financieras Bancarias	136.357	130.159
Obligaciones Negociables	880.255	853.632
Otras Deudas	30.490	31.762

El siguiente cuadro indica el vencimiento de capital de las obligaciones en los siguientes tramos al 31 de diciembre del 2024:

	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año
TOTAL	**67.097**	**82.318**	**136.140**	**772.207**
Obligaciones negociables	59.717	-	119.094	701.102
Préstamos financieros	7.380	51.829	17.046	71.105
Sociedades relacionadas	-	30.490	-	-

El siguiente cuadro indica el vencimiento de capital de las obligaciones en los siguientes tramos a la fecha del presente Prospecto:

	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año
TOTAL	**26.254**	**71.278**	**145.800**	**772.221**
Obligaciones negociables	0	29.711	133.005	690.917
Préstamos financieros	26.254	9.805	12.796	81.304
Sociedades relacionadas	0	31.762	0	0

La variación porcentual del endeudamiento total desde el último estado financiero publicado a la fecha de este Prospecto expresado en relación con: (i) el pasivo total fue de -2,3%, (ii) el activo total fue de -1,2%, (iii) el patrimonio neto fue de -2,3% y (iv) el resultado del último estado financiero anual fue de -12,5%.

La información financiera incluida en la presente sección "Composición del Endeudamiento" es preliminar, no ha sido auditada por auditores independientes y ha sido incorporada únicamente a efectos de dar cumplimiento al criterio interpretativo N° 94 de la CNV.

Datos Operativos

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

	2024	2023	2022
Factor de disponibilidad comercial* (%)			
Complejo Tucumán	85,4%	84,6%	91,1%
El Bracho TG	89,6%	93,3%	95,5%
El Bracho TV [2]	95,3%	94,8%	97,7%
Loma Campana I	27,2%	31,1%	73,2%
Loma Campana II	79,8%	21,1%	91,7%
Loma Campana Este	100%	100%	100%
La Plata Cogeneración I	81,3%	81,7%	59,3%
La Plata Cogeneración II	86,9%	111,6%	108%
Motores Manantiales Behr	97,3%	62%	65,9%
Central Dock Sud [1]	78,4%	76,8%	75,9%
Parque Eólico Manantiales Behr	93,3%	95,6%	96,6%
Parque Eólico Los Teros	88,1%	95,5%	95,8%
Parque Eólico Cañadón León	98,7%	98.3%	82,5%
Parque Eólico General Levalle [3]	64,4%	-	-
Parque Solar Zonda I	100%	87,1%	-

	2024	2023	2022
Generación Neta (GWh)			
Complejo Tucumán	1.121,6	1.354,7	1.518
El Bracho TG	1.915,7	1.962,1	2.035
El Bracho TV [2]	1.257,1	1.359	1.415
Loma Campana I	230,6	282,5	661
Loma Campana II	495,7	146,4	542
Loma Campana Este	81,7	72,2	66
La Plata Cogeneración I	843,9	885,5	673
La Plata Cogeneración II	580,4	606	588
Motores Manantiales Behr	428	329,7	381
Central Dock Sud [1] [2]	5.082,7	3.293,8	-
Parque Eólico Manantiales Behr	495,8	508,4	509
Parque Eólico Los Teros	706,4	754,5	797
Parque Eólico Cañadón León	556,3	547,6	512
Parque Eólico General Levalle [3]	117,7		
Parque Solar Zonda I	262,8	158,4	-
Total de ventas de energía	**14.176,5**	**12.260,8**	**9.702**
La Plata Cogeneración I (k Tn de vapor)	1.613,0	1.572,2	1.225
La Plata Cogeneración II (k Tn de vapor)	1.312,4	1.441,7	1.386
Total venta de vapor (k Tn vapor)	**2.925,4**	3.013,9	**2.611**

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

(1) *Generación por el 100% de la Central de lo cual previo a la adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A 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) *Para el ejercicio 2023 se informa la energía remunerada correspondiente al período comprendido desde el 1 de abril hasta el 31 de diciembre de 2023.*

(3) *La generación y disponibilidad indicada corresponden a los primeros meses de puesta a punto.*

Capital Social

Véase "*Accionistas Principales"* del presente Prospecto.

Cambios Significativos

Desde el 31 de diciembre de 2024 hasta la fecha de emisión del presente Prospecto, no se han producido cambios en relación con la Sociedad que pudieran tener un efecto significativo sobre la situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones, salvo los descritos en la Nota 32 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

La Sociedad asume expresamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el presente Prospecto y la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación de la emisora, las cuales se basan en la información disponible que cuenta la Emisora a la fecha del presente y en sus estimaciones razonables.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

La siguiente reseña se basa en los estados financieros consolidados 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 "Manifestaciones sobre el futuro". Se recomienda a los posibles inversores leer los Factores de Riesgo que se exponen en este Prospecto para 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 Prospecto.

Reseña

La Sociedad es una empresa de generación de energía eléctrica líder de Argentina, que se dedica principalmente al desarrollo y la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales (térmicas) y renovables (solar y eólica). La Sociedad genera energía rentable, eficiente y sustentable, optimizando los recursos naturales y contribuyendo al desarrollo energético de Argentina a través de activos diversificados estratégicamente situados en siete provincias de Argentina. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad es propietaria y opera quince centrales eléctricas con una capacidad instalada neta total de 3.392 MW, de los cuales 652 MW corresponden a fuentes renovables.

Actualmente, cuenta con diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar en operación. El siguiente cuadro presenta una breve descripción de los activos de generación eléctrica en operación de la Sociedad.

Activo de generación eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Marco regulatorio/Comprador	Tecnología	Fecha de habilitación comercial	Fecha de inicio de PPA	Fecha de vencimiento de PPA
Central Térmica							
Tucumán[1]	Provincia de Tucumán	447	Energía Base[5] y PPA con CAMMESA[6]	Ciclo Combinado	1996/1997	Marzo de 2023	29 de febrero de 2028
San Miguel de Tucumán[1]	Provincia de Tucumán	382	Energía Base[5] y PPA con CAMMESA[6]	Ciclo Combinado	1995/2000	Marzo 2023	29 de febrero de 2028
El Bracho[1]	Provincia de Tucumán	473	PPA con CAMMESA[7] [8]	Ciclo Combinado	2018/2020	Enero 2018/octubre 2020	26 de enero de 2028/23 de octubre de 2035
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105	PPA con YPF[9]	Ciclo Simple	2017	Noviembre 2017	6 de noviembre de 2032
Loma Campana II	Provincia de Neuquén	107	PPA con CAMMESA[7]	Ciclo Simple	2017	Noviembre 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este[2]	Provincia de Neuquén	17	PPA con YPF[9]	Motores alternativos	2017	Julio 2017	20 de mayo de 2026
LPC I[3]	Provincia de Buenos Aires	128	Energía Base[5] y PPA con YPF[9]	Cogeneración	1997	Enero 2018	4 de enero de 2033
LPC II[3]	Provincia de Buenos Aires	90	Energía Base[5] y PPA con CAMMESA[8] e YPF[9]	Cogeneración	2020	Octubre 2020	26 de octubre de 2035
Manantiales Behr	Provincia de Chubut	58	PPA con YPF[9]	Motores alternativos	2021	Marzo 2021	27 de marzo de 2041
Central Dock Sud[4]	Provincia de Buenos Aires	933	Energía Base[5] y PPA con CAMMESA[6]	Ciclo Combinado/ Ciclo Simple	2001	Marzo 2023	29 de febrero de 2028
Energías renovables							
Parque Eólico Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99	PPA con YPF y otros clientes industriales[10]	Parque Eólico	2018	Diciembre 2018	Varios PPA[10]
Parque Eólico Los Teros	Provincia de Buenos Aires	175	PPA con YPF y otros clientes industriales[11]	Parque Eólico	2020/2021	Septiembre 2020	Varios PPA[11]

Activo de generación eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Marco regulatorio/Comprador	Tecnología	Fecha de habilitación comercial	Fecha de inicio de PPA	Fecha de vencimiento de PPA
Parque Eólico Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	123	PPA con CAMMESA[6] e YPF[9]	Parque Eólico	2021	Diciembre 2021	Septiembre 2036
Parque Solar Zonda	Provincia de San Juan	100	PPA con clientes industriales[12]	Parque Solar	Mayo 2023	Mayo 2023	Varios PPA[12]
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	155[13]	PPA con clientes industriales[14]	Parque Eólico	Agosto/Diciembre 2024	Agosto 2028	Varios PPA[14]
Total		3.392					

(1) Parte del Complejo Tucumán.

(2) No conectada al SADI. Véase "*Información sobre la Emisora – Centrales Eléctricas – Centrales Térmicas – Loma Campana Este."*

(3) Las centrales LPC I y LPC II también producen entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente, las cuales son vendidas a YPF.

(4) A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad posee una participación del 70,16% en el capital de IDS, la cual, a su vez, posee una participación del 71,78% en el capital de CDS, propietaria de Central Dock Sud.

(5) Resolución N° 113/2025 y Resolución N° 143/2025.

(6) Resolución N° 59/2023.

(7) Resolución N° 21/2016.

(8) Resolución N° 287/2017.

(9) La Sociedad estaba autorizada para operar la central Loma Campana I en carácter de agente autogenerador conforme a la Resolución N° 307/2016 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica. La Sociedad celebró un PPA con YPF para la venta de la energía generada por la central Loma Campana I en virtud del marco regulatorio aplicable a agentes autogeneradores previsto en la Resolución N° 269/08 de la Secretaría de Energía.

(10) La generación de este parque eólico está comprometida en el marco de nueve PPA con el sector privado. Dichos PPA tiene un plazo de entre 5 y 21 años, siendo el plazo promedio ponderado de 6,8 años.

(11) La generación de este parque eólico está comprometida en el marco de veinte PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen un plazo de entre 5 y 20 años, siendo el plazo promedio ponderado de 9,2 años.

(12) La generación de este parque solar está comprometida en el marco de veintitrés PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen un plazo de entre 3 y 10 años, siendo el plazo promedio ponderado de 5 años.

(13) La primera etapa del parque eólico General Levalle inició sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 37,2 MW, y sumando 24,8 MW en septiembre. Luego en noviembre se habilitaron 43,4 MW de potencia instalada, sumando 49,6 MW en el mes de diciembre 2024, alcanzando así los 155 MW de potencia instalada.

(14) La generación de este parque eólico está comprometida en el marco de veinticuatro PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen un plazo de entre 1 y 10 años, siendo el plazo promedio ponderado de 7 años.

Factores clave que afectan las operaciones de la Sociedad

Panorama General

La actividad principal de YPF LUZ consiste en (i) la generación y comercialización de energía eléctrica a través de sus centrales térmicas, sus parques eólicos y su parque solar ubicados en las provincias de Tucumán, Neuquén, Chubut, Buenos Aires, Santa Cruz, San Juan y Córdoba; (ii) proyecto de construcción de un parque eólico en la provincia de Buenos Aires y un parque solar en la provincia de Mendoza; y (iii) comercialización de energía. Véase "*Información sobre la Emisora*".

Las operaciones de la Sociedad se han visto y se seguirán viendo afectados por diversos factores, incluidos aquellos que se describen en esta sección, algunos de los cuales son ajenos al control de la Sociedad.

Condiciones macroeconómicas

Atento a que la totalidad de sus operaciones, plantas y clientes están situados en Argentina, la Sociedad se ve afectada por las condiciones macroeconómicas imperantes en el país, incluidos cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias, como la inflación y las fluctuaciones en los tipos de cambio de las divisas. La volatilidad de la economía argentina y las medidas tomadas por el Gobierno Nacional han tenido y se prevé que seguirán teniendo un impacto significativo en el negocio de la Sociedad. Véase "*Factores de Riesgo —*

Riesgos relacionados con la Argentina — Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina."

Inflación

La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en el resultado de las operaciones de la Sociedad. En particular, la inflación tiene un efecto adverso en los costos de construcción, el costo de ventas y los gastos de administración, en particular, los sueldos y las cargas sociales de la Sociedad, a menos que ese impacto se vea compensado por la depreciación del peso argentino.

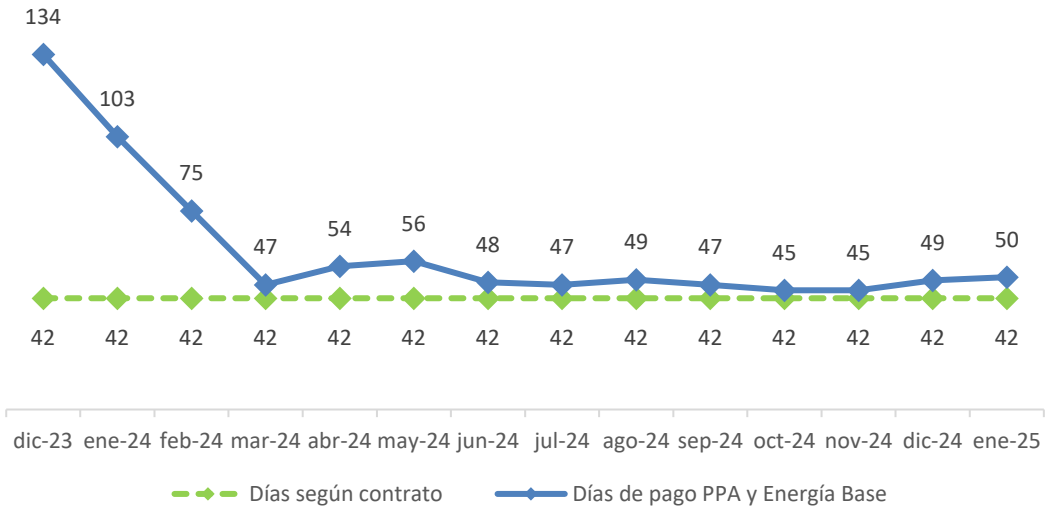
Ajuste por inflación fiscal

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 de 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 2024, 2023 y 2022, la Sociedad 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 2021 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 hubieran determinado un ajuste por inflación positivo en el primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1º de enero de 2022 inclusive, podrían 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 podían acceder a esta franquicia aquellos contribuyentes que realizaran 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, la Sociedad ha aplicado el mencionado diferimiento.

Fluctuación del tipo de cambio

La remuneración de Energía Base está denominada y es pagadera en pesos argentinos. La remuneración en virtud de los PPA con CAMMESA está denominada en dólares estadounidenses y es pagadera en pesos argentinos, y CAMMESA actualmente cubre los efectos de las fluctuaciones del tipo de cambio durante los primeros 42 días posteriores a la fecha de facturación. Como resultado, con respecto a los PPA con CAMMESA, la Sociedad está expuesta a riesgo de devaluación si el peso argentino se devalúa con posterioridad a dicho período de 42 días. En los últimos años, las cobranzas de los PPA con CAMMESA han registrado demoras significativas, llegando a superar 100 días de demora en algunos momentos. Desde enero de 2025 y a la fecha del presente Prospecto, el plazo promedio de CAMMESA para efectuar pagos a los generadores de energía, incluida la Compañía, ha sido de 50 días a partir del final del mes correspondiente. Sin embargo, dicho plazo podría ser significativamente mayor en el futuro. La Sociedad ha celebrado PPA denominados en dólares estadounidenses con YPF y varios usuarios del sector privado, cuyas tarifas son pagaderas a la Sociedad en dólares estadounidenses. Véase "*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino – CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica*." A continuación se presenta un gráfico que muestra la cantidad de días de retraso en los pagos realizados por CAMMESA bajo Energía Base y PPA desde diciembre de 2023 hasta diciembre de 2024.



DIAS DE COBRANZA CAMMESA
(EN DIAS)

Los resultados de las operaciones de la Sociedad se han visto y se seguirán viendo afectados por la fluctuación del tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense. Generalmente, la devaluación del peso genera costos más bajos en dólares estadounidenses; sin embargo, dicho efecto puede verse compensado por un aumento en la inflación en Argentina.

Oferta y demanda de electricidad

En Argentina, la demanda de electricidad depende, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas imperantes y de factores estacionales. En términos generales, la demanda industrial de electricidad varía en función de la evolución de la economía argentina, mientras que el consumo residencial está estrechamente ligado a la temperatura y otros factores climáticos, así como a los precios percibidos por los usuarios.

Desde la crisis económica de 2001-2002, la demanda de electricidad en Argentina experimentó un crecimiento sostenido año tras año, impulsado por la recuperación económica y el congelamiento de tarifas, salvo en casos específicos como durante la crisis financiera mundial de 2008-2009, la pandemia de COVID-19 y la recesión económica de Argentina entre 2022 y 2024.

Al 31 de diciembre de 2024, Argentina cuenta con una capacidad instalada de 43.351 MW, incorporando en el último año 1.242 MW, de los cuales 925 MW (75%) fueron tecnologías renovables. El 58% de la capacidad total corresponde a fuentes térmicas, el 22% a centrales hidroeléctricas, el 16% a energías renovables no convencionales, incluidos parques eólicos y solares, energía hidroeléctrica renovable y biocombustibles, y el 4% a plantas nucleares. A pesar de las incorporaciones, durante 2024 salieron de servicio 470 MW correspondientes a las TV04 y TV06 de la Central Térmica Costanera. Adicionalmente, CAMMESA recategorizó la potencia instalada de Yacyretá, considerando solo la parte argentina, pasando de considerar una potencia instalada total de 2.745 MW a considerar 1.550 MW del lado argentino.

En 2024, la generación de energía alcanzó los 142.130 GWh, lo que representa un aumento del 0,5% en comparación con 2023, principalmente debido a una menor importación de energía eléctrica. El consumo de electricidad alcanzó los 140.201 GWh, lo que representó una caída del 0,5% en comparación con 2023, cuando el consumo de electricidad fue de 140.883 GWh. En 2024, la demanda residencial, la demanda de grandes usuarios y la demanda de pequeños usuarios comerciales e industriales representaron 46%, 28% y 26% de la demanda total del sistema, respectivamente. En 2024, la demanda de usuarios residenciales aumentó un 0,2%, mientras que la demanda de los usuarios comerciales y usuarios industriales disminuyó un 0,6% y 1,5% respectivamente, en comparación con 2023. En 2024, la generación térmica y la generación hidroeléctrica

continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda eléctrica. Asimismo, el 53% y el 23,5% de la demanda eléctrica del año fue abastecida por generación térmica e hidroeléctrica, respectivamente.

En 2024, la generación de energía renovable no convencional aumentó un 13,9% en comparación con 2023. Sin embargo, representó el 16% de la demanda total en 2024, sin lograr alcanzar el objetivo del 18% establecido para el año 2024 en la Ley N° 27.191. La generación eólica fue la principal fuente de energía renovable no convencional en Argentina, representando el 70,7% de dicha energía renovable, seguida de la energía solar con un 17,2%, la energía hidroeléctrica renovable con un 6,6% y los biocombustibles con un 5,5%. La generación hidroeléctrica cayó un 15% en comparación con 2023 debido un menor recurso hidrológico durante el año. El factor de capacidad correspondiente a la energía eólica fue de 47% y 29,2% para la energía solar. La energía nuclear incrementó un 16% en comparación con 2023 debido a la mayor disponibilidad de plantas nucleares durante ese año y representó el 7% de la generación total en 2024.

En 2024, el gas natural representó el 91,6% de todas las fuentes de combustible utilizadas para generación térmica, lo que representa un aumento respecto al 85% registrado en 2023 y el 76,8% registrado en 2022. Las otras fuentes fueron combustibles líquidos y carbón.

En 2024, Argentina importó 4.653 GWh de energía eléctrica de Brasil (aproximadamente 54%), Uruguay (aproximadamente 39%), Paraguay (aproximadamente 2%), Bolivia (aproximadamente 4%) y Chile (aproximadamente 1%), principalmente de fuentes hidráulicas, térmicas y renovables excedentarias de bajo costo. En 2024, las exportaciones de Argentina alcanzaron los 970 GWh, lo que representa un aumento del 893% en comparación con 2023. Brasil y Uruguay fueron los principales destinos de la energía exportada (aproximadamente 95% y 5%, respectivamente).

Ingresos

A continuación se resumen aspectos importantes de las principales fuentes de ingresos de la Sociedad, entre ellas: **(i)** los contratos de abastecimiento de energía a largo plazo (PPA), **(ii)** Energía Base, y **(iii)** ventas de vapor. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023: **(i)** los ingresos de la Sociedad provenientes de sus PPA representaron el 76,4% y el 77,4% de los ingresos, respectivamente; **(ii)** los ingresos por ventas de Energía Base representaron el 17,0% y el 15,4% de los ingresos, respectivamente; y **(iii)** los ingresos por ventas de vapor representaron el 6,6% y el 7,1% de los ingresos, respectivamente.

PPA

Los ingresos de la Sociedad provienen principalmente de PPA a largo plazo denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA e YPF, con plazos originalmente establecidos que oscilan de 3 a 20 años. Todos los PPA vigentes para las centrales térmicas de la Sociedad prevén pagos por capacidad en firme basados en la energía eléctrica efectivamente despachada. Además, los PPA vigentes con YPF para las centrales térmicas Loma Campana I, Loma Campana Este, LPC I, LPC II y Manantiales Behr, y los PPA vigentes con CAMMESA para las centrales térmicas Tucumán, San Miguel de Tucumán, El Bracho, Loma Campana II, LPC II y Central Dock Sud, prevén pagos por capacidad en firme basados en la disponibilidad de las centrales.

El combustible necesario para producir energía en virtud de los PPA con YPF es suministrado por YPF. El combustible necesario para producir energía en virtud de los PPA con CAMMESA es suministrado por CAMMESA, pero está limitado por el consumo específico garantizado de las unidades generadoras instaladas en cada central. El combustible consumido por las unidades generadoras que exceda el consumo específico garantizado se deduce mensualmente de los pagos realizados por CAMMESA a los precios establecidos por CAMMESA.

Con fecha 21 de enero de 2025, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 21/2025, que habilitó la celebración de contratos de abastecimiento en el mercado a término con demandantes, distribuidoras o grandes usuarios del MEM. Para mayor información, véase "*El Sector Eléctrico Argentino – Aspectos Generales del Marco Legal - Resolución SE - MEC 21/2025*".

Los ingresos de parques renovables provienen de PPA con YPF y otros clientes industriales, como Profertil S.A., Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A., Toyota Argentina S.A., Nestlé Argentina S.A. y Roca Argentina S.A., entre otros, y CAMMESA. Además, la Sociedad ha celebrado PPA con clientes industriales relacionados con el parque solar Zonda, entre ellos, Ford, Renova, Accenture y Molinos Río de la Plata. Aunque en virtud de los PPA de energía renovable la Sociedad recibe una remuneración en función de la cantidad de energía entregada, sus parques eólicos y su parque solar gozan de prioridad de despacho otorgada por CAMMESA y de condiciones eólicas y solares favorables. Los PPA relacionados con energías renovables están denominados en dólares estadounidenses.

A continuación se presenta información sobre la capacidad instalada de cada una de las centrales térmicas de la Sociedad comprometida en el marco de los PPA celebrados con CAMMESA e YPF.

Central	Contraparte	Capacidad instalada	Combustible y consumo específico garantizado	Plazo en años	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
El Bracho TG	CAMMESA	274MW	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	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	15	23 de octubre de 2020	23 de octubre de 2035
Loma Campana I	YPF	105MW	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	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	10	30 de noviembre de 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este	YPF	17MW	Gas natural provisto por YPF bajo un acuerdo de alquiler y puesta a disposición de potencia(2)	3	21 de mayo de 2023	20 de mayo de 2026
LPC I	YPF	128	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	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	Gas natural provisto por YPF(2)	20	23 de enero de 2021	27 de marzo 2041
CT Dock Sud	CAMMESA	863MW(3)	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028
CT San Miguel de Tucumán	CAMMESA	382MW(3)	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028
CT Tucumán	CAMMESA	447MW(3)	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028

(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) La remuneración se realiza sobre la potencia DIGO declarada trimestralmente.

A continuación se presenta información sobre la capacidad instalada de cada una de las centrales de energía renovable de la Sociedad comprometida en el marco de PPA celebrados con CAMMESA e YPF.

Central eléctrica(1)	Comprador	Capacidad instalada (MW)	Plazo (en años)	FHC	Fecha de vencimiento	Factor de carga
Parque Eólico Manantiales Behr	YPF	99	15	2018	Julio de 2033	57%

Parque Eólico Los Teros	YPF	175	15	2020/ 2021	Agosto de 2035	46%
Parque Eólico Cañadón León	CAMMESA e YPF	123	15	2021	Septiembre de 2036	51%
Parque Eólico General Levalle	YPF	155	N/A	2024	N/A	37%(2)

(1) Los PPA de la Emisora con otros clientes industriales relacionados con sus centrales de energía eólica denominadas Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y su parque solar Zonda, no se encuentran descriptas en la tabla debido a que los términos y condiciones de los PPA celebrados con grandes usuarios privados pueden variar de forma significativa. Para conocer más información acerca de los PPA celebrados con grandes usuarios privados con respecto a las centrales eólicas de la Emisora Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y su parque solar Zonda, véase *"Información sobre la Emisora – Remuneración de la Emisora – PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora – Energía Renovable – PPA celebrados con YPF y otros clientes industriales en el MATER".*

(2) Factor de carga correspondiente a los primeros meses de puesta a punto.

Energía Base

Las centrales Tucumán, San Miguel de Tucumán, LPC I, LPC II y Central Dock Sud operan en el marco de Energía Base. Los ingresos que la Sociedad obtuvo por venta bajo Energía Base representaron el 17% y el 15% de los ingresos correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

El 2 de febrero de 2017, la Resolución N° 19/2017 estableció un esquema de precios para los generadores existentes, ofreciendo incentivos por aumentar la capacidad, eficiencia y potencia no comprometida en virtud de contratos de abastecimiento. Este esquema incluía los contratos celebrados en el marco del programa Energía Plus, posteriormente derogado por la Resolución N° 21/2025. Conforme a la Resolución N° 19/2017, los precios del programa Energía Base se fijaban en dólares estadounidenses y eran pagaderos en pesos al tipo de cambio publicado por el Banco Central en la fecha inmediatamente anterior a la fecha de pago.

El 28 de febrero de 2019, la Resolución N° 01/2019, la cual reemplazó a la Resolución N° 19/2017, modificó la remuneración de los generadores existentes al introducir el concepto de Disponibilidad Garantizada de Potencia ("**DIGO**") y establecer mecanismos para recuperar los montos asociados a la financiación otorgada oportunamente para realizar tareas de mantenimiento no recurrente, mayor y/o extraordinario.

La Resolución N° 1/2019 fue modificada por diversas normativas a lo largo de los últimos años, entre ellas: (i) la Resolución Nº 31/2020, que restableció un régimen de remuneración valuado en pesos argentinos; (ii) la Resolución Nº 440/2021; (iii) la Resolución Nº 238/2022; (iv) la Resolución Nº 826/2022; (v) la Resolución Nº 750/2023; (vi) la Resolución Nº 869/2023; (vii) la Resolución Nº 9/2024; (viii) la Resolución Nº 99/2024; (ix) la Resolución Nº 193/2024; (x) la Resolución Nº 233/2024; (xi) la Resolución N° 285/2024; (xii) la Resolución N° 20/2024; (xiii) la Resolución N° 387/2024; (xiv) la Resolución N° 603/2024; (xv) la Resolución N° 27/2025, (xvi) la Resolución N° 113/2025, y (xvii) la Resolución N° 143/2025, esta última emitida el 1 de abril de 2025 para las transacciones económicas correspondientes a abril de 2025.

En particular, la Resolución N° 238/2022 publicada el 12 de diciembre de 2022, actualizó todos los conceptos remunerativos de Energía Base en 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. La remuneración por horas de máximo rendimiento térmico no sufrió variaciones. Sin embargo, la Resolución N° 826/2022 introdujo 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 (18 hs. a 23hs.). El esquema de remuneración por DIGO dejó de compararse con la disponibilidad real de potencia (DRP) y se calcula como la multiplicación directa de la disponibilidad real, el factor Kfm y el precio de la potencia DIGO. Se eliminó la diferenciación de precio de potencia térmica para centrales térmicas con una capacidad instalada inferior a 42 MW. Asimismo, en virtud de la Resolución N° 826/2022, se instruyó a CAMMESA a realizar controles de disponibilidad de potencia para verificar la efectiva operatividad de las centrales térmicas.

Posteriormente, el 5 de febrero de 2023 la SGE publicó la Resolución N° 59/2023, la cual autorizó a todos aquellos generadores categorizados como 'ciclos combinados' a celebrar contratos para promover inversiones

para la ejecución de tareas de mantenimiento mayor y menor en las centrales. Estos contratos promueven inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y así 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% durante el resto del año. Además de esta remuneración, se abonará un adicional de entre 600 y 2.000 AR$/MW por mes ligado a la disponibilidad de la central.

- *Pago por energía generada*: se fija un precio de remuneración para la energía generada de 3,5 US$/MWh para la energía generada con gas natural, 6,1 US$/MWh para la energía con gas oil o fuel oil y 8,7 US$/MWh para biocombustibles.

El 8 de septiembre de 2023, la SGE publicó la Resolución N° 750/2023 que reemplazó a la Resolución N° 826/2022 e incrementó todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas bajo el marco de Energía Base en un 23%. El 30 de octubre de 2023 y el 8 de febrero de 2024, la SGE publicó las Resoluciones N° 869/2023 y 9/2024, respectivamente, que reemplazaron a la Resolución 750/2023 e incrementaron todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas bajo el marco de Energía Base en un 28% con vigencia a partir de noviembre 2023 y en un 74% con vigencia a partir de febrero 2024.

En el transcurso de 2024 y 2025, la Secretaría de Energía continuó con actualizaciones sucesivas de la remuneración de las centrales eléctricas bajo el marco de Energía Base

- El 18 de junio de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 99/2024 de la Secretaría de Energía, la cual actualiza en un 25% todos los conceptos de remuneración de las centrales que no se encuentran bajo contratos con vigencia para junio 2024.

- El 2 de agosto de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 193/2024 de la Secretaría de Energía, la cual actualiza la remuneración establecida en la Resolución N° 99/2023 en un 3%, con vigencia para las operaciones comerciales correspondientes al mes de agosto 2024. Asimismo, el precio spot del mercado eléctrico se actualizó a Ps. 9.606/MWh (US$10,3/MWh).

- El 29 de agosto de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 233/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 5% con vigencia a partir de septiembre de 2024.

- El 30 de septiembre de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 285/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 2,7% con vigencia a partir de octubre de 2024. Esta fue luego modificada por la Resolución N° 20/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería, publicada en el boletín Oficial el 1 de noviembre de 2024.

- El 2 de diciembre de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 387/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 5% con vigencia a partir de diciembre de 2024.

- El 27 de diciembre de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 603/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 4% con vigencia a partir de enero de 2025.

- El 31 de enero de 2025, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 27/2025, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 4% con vigencia a partir de febrero de 2025.

- El 28 de febrero de 2025, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 113/2025, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 1,5% con vigencia a partir de marzo de 2025.

- El 01 de abril de 2025, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 142/2025, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 1,5% con vigencia a partir de abril de 2025.

Disponibilidad y despacho

Gran parte de los ingresos de la Sociedad provienen de sus centrales térmicas por la venta de capacidad en firme y por la energía eléctrica efectivamente despachada. Sin embargo, la remuneración que recibe por la energía eléctrica efectivamente despachada de sus centrales térmicas se destina principalmente a cubrir costos operativos. En consecuencia, los ingresos por generación de energía de fuentes convencionales están determinados principalmente por el factor de disponibilidad de las centras térmicas de la Sociedad.

El siguiente cuadro presenta el factor de disponibilidad de las centrales térmicas de la Sociedad. Las centrales de energía renovable no están incluidas en el cuadro debido a que la remuneración que reciben no se basa en la disponibilidad.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	**2023**
Tucumán	80,9%	88,4%
San Miguel de Tucumán	89,0%	80,1%
El Bracho TG	90%	93%
El Bracho TV	95%	95%
Loma Campana Este	100%	100%
Loma Campana I	27%	31%
Loma Campana II	80%	21%
LPC I	81%	82%
LPC II	87%	112%
Manantiales Behr	97%	62%
Central Dock Sud[(1)]	78%	77%

(1) La Sociedad posee una participación del 70,16% en el capital de IDS, la cual, a su vez, posee una participación del 71,78% en el capital de CDS, propietaria de la central térmica Central Dock Sud, situada en la Provincia de Buenos Aires y tiene una capacidad instalada de 861 MW y dos turbinas de ciclo simple de 72 MW (36 MW cada una).

La central térmica Loma Campana I no estuvo en operación entre mayo 2023 y agosto 2024 y al 31 de diciembre de 2024, el factor de disponibilidad de la central térmica Loma Campana I era de 27%. A la fecha de este Prospecto, la central térmica Loma Campana I reanudó parcialmente la generación de energía. Si bien se están llevando a cabo negociaciones con GE Vernova para resolver los reclamos de la Sociedad vinculados a este mal funcionamiento, con fecha 26 de agosto de 2024, el Directorio autorizó a la Sociedad a presentar una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional contra GE Vernova International LLC, GESA y GEVO, a fin de obtener una indemnización por los daños y perjuicios sufridos por la Sociedad como consecuencia de la indisponibilidad de la Central Térmica Loma Campana I. La solicitud se presentó el 29 de agosto de 2024 y a la fecha de emisión del presente Prospecto, el procedimiento se encuentra en su etapa inicial. Véase "*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Emisora - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de*

generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción".

Factores de Carga de los parques eólicos y del parque solar

Los parques eólicos y el parque solar de la Sociedad están situados en áreas con condiciones eólicas y solares favorables y registraron un Factor de Carga de aproximadamente 51% y 38%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y de aproximadamente 49% y 33, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. A continuación, se presenta información sobre el Factor de Carga histórico de los parques eólicos y del parque solar de la Sociedad desde la respectiva FHC.

Planta	**Fecha de habilitación comercial**	**Factor de carga histórico**
Parque Eólico Manantiales Behr	Julio/diciembre 2018	58,96%
Parque Eólico Los Teros	Septiembre 2020/junio 2021	49,85%
Parque Eólico Cañadón León	Diciembre 2021	47,83%
Parque Eólico General Levalle	Agosto/diciembre 2024	37%
Parque Solar Zonda	Mayo 2023	28,0%

La capacidad para generar y despachar energía eléctrica de los parques eólicos y del parque solar de la Sociedad depende y dependerá de condiciones climáticas ajenas a su control, en particular, la velocidad del viento y la irradiancia solar. Para más información sobre el impacto de la velocidad del viento y los riesgos relacionados con las condiciones climáticas, véase *"Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino – La capacidad de la Compañía de operar centrales de generación de energía de fuentes renovables de manera rentable depende, en gran medida, de adecuados vientos y demás condiciones climáticas".*

Presentación de Información Financiera

La información financiera incluida en esta sección corresponde al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 el cual es presentado en forma comparativa con la respectiva información correspondiente a los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2023 y 2022. Esta información debe leerse juntamente con nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.

Resumen de los Estados Consolidados de Resultados Integrales

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(Cifras expresadas en millones de pesos)		
Ingresos por ventas	488.328	156.557	63.496
Costos de producción	(261.838)	(77.770)	(27.409)
Resultado bruto	**226.490**	**78.787**	**36.087**
Gastos de administración y comercialización	(42.584)	(16.517)	(4.956)
Resultado por adquisición de participación en sociedades	-	14.513	-
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(77.926)	(12.004)	(5.986)
Otros resultados operativos, netos	33.541	15.606	7.159
Deterioro de activos financieros	(30.093)	-	-
Resultado operativo	**109.428**	**80.385**	**32.304**
Resultado por participación en sociedades	-	(123)	(1.076)
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros	117.385	150.678	15.477
- Costos financieros	(152.349)	(168.020)	(27.717)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	**74.464**	**62.920**	**18.988**
Impuesto a las ganancias	178.300	(78.435)	(1.468)
Resultado neto del ejercicio	**252.764**	**(15.515)**	**17.520**
Otros resultados integrales que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados	266.999	716.636	74.881
Otros resultados integrales que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados	-	(4.604)	1.640
Otros resultados integrales del ejercicio	**266.999**	**712.032**	**76.521**
Resultado integral total del ejercicio	**519.763**	**696.517**	**94.041**
Resultado del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	226.611	(7.253)	17.520
Resultado del ejercicio atribuible a la participación no controlante	26.153	(8.262)	-
Resultado integral total del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	461.846	620.765	94.041
Resultado integral total del ejercicio atribuible a la participación no controlante	57.917	75.752	-

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 (incluyendo aquellas adquiridas en un futuro);
- 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;
- 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 "*El Sector Eléctrico Argentino*" 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 2024. 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*" de este 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 "*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*", "*El Sector Eléctrico Argentino*" y "*Factores de Riesgo*" del Prospecto.

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 2024. 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 2023 y 2022.

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 realmente efectuados 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 de la Sociedad.

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.

Combinación de negocio

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

Para la determinación del valor razonable de los activos y pasivos identificables, la Sociedad utiliza el enfoque de valuación que considera más representativo para cada elemento. Entre ellos se destacan el:

(i) enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración se convierten montos futuros en un monto presente único (es decir descontado);
(ii) enfoque de mercado mediante la metodología de transacciones comparables; y
(iii) enfoque del costo mediante la utilización de valores de reposición depreciados.

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

Principales Rubros del Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

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

Ingresos

Los ingresos corresponden principalmente a ventas de energía y potencia (ingresos en virtud de PPA e ingresos por ventas de Energía Base) e incluyen ventas de vapor y otros ingresos por servicios.

La Sociedad reconoce ingresos en función de la energía despachada y del vapor entregado, la disponibilidad de potencia efectiva de sus centrales, y reconoce también sus cuentas por cobrar. Estas cuentas por cobrar representan el derecho incondicional de la Sociedad a recibir la contraprestación adeudada por los clientes por la energía que generan sus activos. La facturación del servicio es mensual y se devengan intereses por mora en la cobranza de los créditos. Desde enero de 2025 y a la fecha de este Prospecto, el plazo promedio de los pagos de CAMMESA a los generadores, incluida la Sociedad, ha sido de 50 días a partir del cierre del mes relevante. Véase "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino - CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica*." La oportunidad de cumplir con la obligación de desempeño se da a lo largo del tiempo, ya que el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios derivados del cumplimiento de la obligación de la Sociedad.

Los ingresos por ventas de energía y vapor y por la disponibilidad de capacidad efectiva de algunas de las centrales de la Sociedad, incluida la remuneración adicional, se calculan a los precios establecidos en los respectivos PPA o en las regulaciones de Energía Base

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 y otros gastos de personal, 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, materiales y útiles de consumo.

Resultado por adquisición de participación en sociedades

El resultado por adquisición de participación en sociedades corresponde al resultado generado por la adquisición, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, de una participación controlante en IDS a través de su subsidiaria totalmente controlada Y-Luz Inversora S.A.U., descripta en la nota 3 a los Estados Financieros Consolidados.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos, netos, incluyen principalmente intereses sobre los pagos tardíos de CAMMESA, los resultados generados por multas contractuales y penalidades recuperadas.

Resultado por Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo

Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo corresponde a los cargos por desvalorización registrados por la central térmica Loma Campana I en 2024 y por la central térmica Loma Campana II en 2023 tal como se describe en la Nota 7 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2024.

Deterioro de activos financieros

El deterioro de activos financieros corresponde a la pérdida sobre los saldos de créditos por ventas con CAMMESA registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, tal como se describe en la Nota 4 a los Estados financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2024.

Resultados por participación en sociedades

Resultado por participación en sociedades incluye las ganancias y pérdidas derivadas de la participación YPF Energía Eléctrica S.A. en sociedades. Véase Nota 11 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y 2022.

Impuesto a las ganancias

El impuesto estimado incluye el cargo (beneficio) estimado por el impuesto a pagar y el impuesto diferido del ejercicio. Véase Nota 14 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y 2022.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos incluyen el valor neto de las ganancias y pérdidas por intereses ganados y perdidos, ganancias y pérdidas derivadas de la valuación de activos financieros a valor razonable, actualizaciones financieras, por diferencias de cambio y otros resultados financieros.

Resultados de las Operaciones

Resultados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022

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		
	2024	**2023**	**2022**
	(Representado en porcentaje de ingresos)		
Ingresos por ventas	100,0%	100,0%	100,0%
Costos de producción	(53,6)%	(49,7)%	(43,2)%
Resultado Bruto	**46,4%**	**50,3%**	**56,8%**
Gastos de administración y comercialización	(8,7)%	(10,6)%	(7,8)%
Resultado por adquisición de participación en sociedades	0,0%	9,3%	0,0%
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(16,0)%	(7,7)%	(9,4)%
Otros resultados operativos, netos	6,9%	10,0%	11,3%
Deterioro de activos financieros	(6,2)%	-	-
Resultado operativo	**22,4%**	**51,3%**	**50,9%**
Resultado por participación en sociedades	-	(0,1)%	(1,7)%
Resultados financieros, netos	(7,2)%	(11,1)%	(19,3)%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	**15,2%**	**40,1%**	**29,9%**
Impuesto a las ganancias	36,5%	(50,1)%	(2,3)%
Resultado neto del ejercicio	**51,7%**	**(10,0)%**	**27,6%**

Ingresos por ventas

Los ingresos por ventas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de $488.328 millones, lo que representa un aumento del 211,9% en comparación con los $ 156.557 millones correspondientes al 2023. Dicha variación corresponde principalmente a:

- **Ingresos bajo contrato (Ingresos por ventas provenientes de nuestros contratos de abastecimiento de energía a largo plazo PPA):** Se generaron mayores ingresos bajo contrato por $ 248.988 millones, lo que representa un incremento del 206,4%. Este aumento contempla el incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido al aumento del tipo de cambio promedio del 210,1% registrada entre ejercicios, impactando en los precios nominados en dólares estadounidenses. Asimismo, las variaciones responden principalmente a los siguientes factores:

    - Central Dock Sud: Mayores ingresos debido a la consolidación de los ingresos por ventas del año 2024 completo, y a un mayor despacho asociado a la actualización tecnológica realizada en 2023, y a la capacidad comercial adicional habilitada desde marzo de 2024.

    - Central Térmica El Bracho: Se registraron menos ingresos por ventas por la reducción del precio de la potencia de la TG, de acuerdo con lo previsto en el PPA con CAMMESA., sumado a que disminuyó su generación durante el presente ejercicio debido al mantenimiento programado realizado a fin del mes de mayo hasta mediados de junio.

    - Parque Solar Zonda: A partir de la habilitación comercial final producida el 31 de mayo de 2023, se incorporaron los ingresos de este nuevo parque por el año 2024 completo.

- Loma Campana I: La Central se mantuvo fuera de servicio durante los primeros ocho meses de 2024 hasta la llegada de la Turbina de Potencia a inicios del mes septiembre, cuando ingresó nuevamente en operación.

- Loma Campana II: Menores ingresos en 2024 debido a una caída en el precio de la energía, de acuerdo con lo previsto en el PPA con CAMMESA, compensada parcialmente con una mayor disponibilidad en comparación con el ejercicio anterior en el cual la Central se mantuvo fuera de servicio durante el primer trimestre y tercer trimestre de 2023.

- Parque Eólico General Levalle: el nuevo parque eólico de la Sociedad obtuvo habilitaciones parciales a partir de a agosto de 2024, obteniendo el COD del total de su capacidad instalada de 155 MW durante del mes de diciembre de 2024

- **Ingresos por ventas de Energía Base:** Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, se registraron mayores ingresos por ventas de Energía Base por $ 59.512 millones, lo que representa una variación del 253,3% respecto del ejercicio anterior. Esto se debe principalmente a la consolidación de los ingresos por ventas de CDS bajo esta modalidad correspondientes al año 2024 completo y a los aumentos de precios establecidos por las Res. N° 9/2024, N° 99/2024, N° 193/2024, N° 233/2024, N° 285/2024, N° 20/2024 y N° 387/2024 de la Secretaría de Energía, efectos parcialmente compensados por la menor generación de energía del Complejo Tucumán.

- **Ingresos por ventas de Vapor:** Mayores ingresos por ventas de vapor por $ 22.816 millones, lo que representa un incremento del 185,6% respecto al ejercicio anterior. Esta variación corresponde principalmente al incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación, parcialmente compensado por una menor producción de vapor producto de paros por mantenimiento programados en la planta de cogeneración de La Plata durante el año 2024.

Los ingresos por ventas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de $156.557 millones, lo que representa un aumento del 146,6% en comparación con los $ 63.496 millones correspondientes al 2022. Dicha variación corresponde principalmente a:

- **Ingresos bajo contrato (Ingresos por ventas provenientes de nuestros contratos de abastecimiento de energía a largo plazo PPA):** Se generaron mayores ingresos por $ 70.852 millones, lo que representa un incremento del 142,3% con respecto a 2022. Este aumento contempla el incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido al aumento del tipo de cambio promedio del 125,7% registrada entre ejercicios, impactando en los precios nominados en dólares estadounidenses. Asimismo, las variaciones responden principalmente a los siguientes factores operativos:

    - Central Dock Sud: A partir del segundo trimestre del año 2023 la Sociedad tomó control de CDS, por lo que se incorporaron mediante la consolidación los ingresos por ventas correspondientes.

    - Complejo de Generación Tucumán: Mayores ingresos bajo contrato a partir de la entrada en vigencia de la Resolución SE-MEC N° 59/2023, mediante la cual se contractualizaron parte de sus ingresos.

    - Parque Solar Zonda: Se registraron ingresos debido a la habilitación comercial por 100M el día 31 de mayo de 2023.

    - Parque Eólico Los Teros: Se registró una disminución en los volúmenes de generación respecto al ejercicio anterior debido principalmente a menor recurso de vientos.

    - Central Térmica El Bracho: Los volúmenes de generación y potencia fueron levemente inferiores a los registrados en el año anterior.

- Loma Campana I: La Central se mantuvo fuera de servicio desde mayo del presente período, por lo que se han registrado menores ingresos por ventas respecto al mismo período del año anterior.

- Loma Campana II: La Central se mantuvo fuera de servicio durante el primer trimestre y durante la segunda mitad del año, retomando su actividad en los últimos días de diciembre, por lo que se han registrado menores ingresos por ventas respecto al mismo período del año anterior.

- **Ingresos por ventas de Energía Base**: Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, se registraron mayores ingresos por ventas de Energía Base por $ 14.727 millones, lo que representa una variación del 168,0% respecto del ejercicio 2022. Esto se debe principalmente a la consolidación de los ingresos por ventas de CDS bajo esta modalidad y los aumentos de precios establecidos por las Res. N° 750/2023 y N° 869/2023 de la Secretaría de Energía, efectos parcialmente compensados por la entrada en vigencia de la Resolución SE-MEC N° 59/2023 mencionada anteriormente.

- **Ingresos por ventas de Vapor:** Mayores ingresos por ventas de vapor por $ 7.915 millones, lo que representa un incremento del 180,8% respecto al ejercicio anterior. Esta variación corresponde principalmente al incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación, mayor demanda de la Refinería La Plata de propiedad de YPF S.A. y menores salidas de servicio por mantenimiento programado respecto al año anterior.

Ingresos por ventas	**Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de**		
Tipo de bien o servicio	**2024**	**2023**	**2022**
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Energía Base	83.007	23.495	8.768
Ingresos bajo contrato	369.638	120.650	49.798
Ventas de vapor	35.109	12.293	4.378
Otros ingresos por servicios	574	119	552
	488.328	**156.557**	**63.496**

Ingresos por ventas	**Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de**		
Por Cliente	**2024**	**2023**	**2022**
	(Cifras expresadas en millones de pesos)		
CAMMESA [(1)]	310.456	99.234	39.305
YPF [(1)]	111.315	36.908	17.301
U.T. Loma Campana [(1)]	2.243	643	224
Profertil S.A. [(1)]	10.800	3.676	1.710
Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A.	2.865	1.055	381
Toyota Argentina S.A.	4.889	1.553	667
CT Barragán [(1)]	483	91	243
OPESSA [(1)]	392	-	-
CAF S.A.	-	-	309
Holcim Argentina S.A.	6.363	2.708	1.179
Nestlé Argentina S.A.	2.487	935	392
Ford Argentina S.C.A.	3.049	965	262
Praxair Argentina S.R.L.	3.910	465	-
Molinos Río La Plata	2.150	467	-

Minera Exar S.A.	2.554	458	-
Vidriería Argentina S.A.	1.698	472	-
Petroquímica Río Tercero S.A.	1.616	413	-
Otros	21.058	6.514	1.523
	488.328	**156.557**	**63.496**

(1) Sociedades relacionadas.

Costos de Producción

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		
	2024	**2023**	**2022**
	(Cifras expresadas en millones de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	143.615	40.782	13.599
Depreciación de activos por derecho de uso	1.625	526	208
Amortización de activos intangibles	272	78	34
Materiales y útiles de consumo	7.281	1.255	751
Alquileres	149	140	9
Honorarios y retribuciones por servicios	128	27	25
Sueldos y cargas sociales y otros gastos al personal	25.370	9.154	2.563
Conservación, reparación y mantenimiento	21.283	7.720	2.648
Seguros	13.284	4.122	1.125
Contrataciones de obras y otros	3.516	792	519
Transporte, producto y carga	17.069	3.402	1.600
Combustible, gas, energía y otros	26.451	9.399	4.242
Impuestos, tasas y contribuciones	1.428	353	63
Publicidad y propaganda	-	-	2
Diversos	367	20	21
Total	**261.838**	**77.770**	**27.409**

Nuestro costo de producción representó el 53,62%, 49,67 % y 43,17 % de nuestros ingresos por ventas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Los costos de producción correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 ascendieron a $ 261.838 millones, un 236,7% superior a los $ 77.770 millones correspondientes al ejercicio anterior. Este aumento fue motivado principalmente por la consolidación de los costos de producción del año 2024 completo de CDS y al incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo debido fundamentalmente a la habilitación comercial del Parque Eólico General Levalle y a la amortización acelerada de partes de Loma Campana I y II, sumado a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad. En el mismo sentido, los costos de combustible, gas, energía y transporte aumentaron en $ 30.719 millones como consecuencia del incremento de las tarifas otorgado por el Decreto N° 55/2023 como así también un aumento en los cargos de sueldos y cargas sociales, y otros gastos de personal de $ 16.216 millones debido al proceso inflacionario registrado en Argentina en el último año. Por otro lado, los costos de conservación, reparación y mantenimiento y cargos de seguros aumentaron en $ 13.563 millones y $ 9.162 millones, respectivamente, principalmente como consecuencia de la devaluación y del proceso inflacionario registrados entre ejercicios. Los costos de producción correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a $ 77.770 millones, un 183,7% superior a los $ 27.409

millones correspondientes al ejercicio 2022. Este aumento fue motivado principalmente por la consolidación a partir del segundo trimestre de los resultados de CDS y al incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo debido fundamentalmente a lo mencionado, sumado a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.

Gastos de administración y comercialización

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

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(Cifras expresadas en millones de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	1.046	531	97
Depreciación de activos por derecho de uso	497	160	71
Materiales y útiles de consumo	313	66	17
Gastos bancarios	232	25	13
Alquileres	24	10	10
Honorarios y retribuciones por servicios	2.648	825	321
Sueldos y cargas sociales y otros gastos al personal	24.899	9.721	2.534
Conservación, reparación y mantenimiento	444	245	66
Seguros	28	5	9
Contrataciones de obras y otros	4.456	1.578	438
Transporte, producto y carga	163	11	8
Previsión (Recupero) para deudores incobrables	-	321	-
Impuestos, tasas y contribuciones	7.056	2.729	1.233
Publicidad y propaganda	402	178	88
Diversos	376	112	51
Total	**42.584**	**16.517**	**4.956**

Los gastos de administración y comercialización ascendieron a $ 42.584 millones, con un incremento del 157,8% comparado con los $ 16.517 millones registrados en el ejercicio anterior, debido principalmente al proceso inflacionario registrado en Argentina impactando principalmente en mayores cargos de sueldos y cargas sociales, junto con mayores impuestos, tasas y contribuciones. Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a $16.517 millones, con un incremento del 233,2% comparado con los $ 4.956 millones registrados en el ejercicio 2022, debido principalmente a mayores cargos de sueldos y cargas sociales, impactados por la consolidación de CDS a partir del segundo trimestre, el impacto de la inflación sobre los salarios y en menor medida por mayores gastos de impuestos y contrataciones de obras.

Resultado por adquisición de participación en sociedades

Ascendieron a $ 14.513 millones en 2023 generados por la adquisición de IDS (sociedad controlante de CDS), descripta en la Nota 3 a los Estados Financieros Consolidados. Durante 2024 y 2022 no se registraron resultados por este concepto.

Resultados por deterioro del valor de propriedades, planta y equipos

Los resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2024 ascendieron a $ 77.926 millones en 2024 relacionado con la Central Loma Campana I, en comparación con los $ 12.004 millones relacionado con el Central Loma Campana II, registrado en 2023 según se detalla en la Nota 7 a los Estados Financieros Consolidados. Los resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo ascendieron a $ 12.004 millones en 2023 debido a un cargo por deterioro relacionado con la Central Loma Campana II, en comparación con los $ 5.986 millones relacionado con el Parque Eólico Cañadón León, registrado en 2022.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos, netos al 31 de diciembre de 2024 ascendieron a $ 33.541 millones, representando un aumento del 114,9%, comparado con los $ 15.606 millones registrados en el ejercicio anterior, debido principalmente al recupero de siniestros de Loma Campana I y en menor medida de Los Teros, y al aumento de intereses comerciales relacionados con los créditos con CAMMESA generado por el incremento de los montos expresados en pesos argentinos debido al incremento promedio del tipo de cambio del 210,1% registrado entre ejercicios, a pesar de una mejora en los días promedio de cobro. Los otros resultados operativos, netos al 31 de diciembre de 2023 ascendieron a $ 15.606 millones, representando un aumento del 118,0%, comparado con los $ 7.159 millones registrados en el ejercicio 2022. Esto se debe principalmente a mayores ingresos por intereses comerciales relacionados con los créditos con CAMMESA y a las multas relacionadas con Loma Campana I y Loma Campana II registradas durante el 2023, compensados parcialmente con los ingresos registrados en 2022 en virtud de los acuerdos conciliatorios que dieron un cierre definitivo a los reclamos cruzados con GE de Los Teros, Loma Campana I, Loma Campana II y Cañadón León.

Deterioro de activos financieros

Corresponde en su totalidad al cargo por deterioro de los saldos de créditos por ventas con CAMMESA, según lo expuesto en la Nota 4 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2024.

Resultado operativo

El resultado operativo correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 $ 109.428 millones debido a los factores descriptos anteriormente, un 36,1% superior en comparación con el resultado operativo de $ 80.385 millones correspondiente al ejercicio anterior. El resultado operativo correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 totalizó $ 80.385 millones debido a los factores anteriormente descriptos, un 148,8% superior en comparación con el resultado operativo de $ 32.304 millones correspondiente al ejercicio 2022.

Resultado por participación en sociedades

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 no se han registrado resultados por participación en sociedades, como consecuencia de la toma de control de IDS y su controlada CDS a partir del segundo trimestre de 2023. En 2023, se registró a una pérdida de $ 123 millones, relacionada a los resultados netos reportados durante el primer trimestre de 2023 por IDS. Los resultados por participación en sociedades correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 representaron una pérdida de $ 123 millones, en comparación con la pérdida de $ 1.076 millones del ejercicio 2022, debido a los resultados netos reportados durante el primer trimestre del ejercicio por nuestra sociedad asociada IDS (accionista controlante de Central Dock Sud). Asimismo, la variación se debe principalmente al efecto de la consolidación a partir del segundo trimestre de 2023 de la participación en dichas sociedades, en virtud de la combinación de negocios descripta en Nota 3 a los Estados Financieros Consolidados, no registrándose resultado por participación de sociedades a partir de dicha combinación.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, representaron una pérdida de $ 34.964 millones, en comparación con la pérdida de $ 17.342 millones correspondientes al ejercicio anterior. La variación corresponde a menores pérdidas netas registradas por

diferencia de cambio generada por nuestra posición monetaria activa en pesos, así como a mayores intereses perdidos relacionados con los préstamos impactados por la devaluación de la moneda local, considerando que la mayor parte de los préstamos se encuentran expresados en dólares, y un aumento en otros costos financieros medidos en pesos, principalmente por los gastos de la emisión de deuda internacional del 2024. Dichas pérdidas son compensadas parcialmente por mayores resultados por tenencia de fondos comunes de inversión y mayores cargos por intereses ganados, así como por el resultado a mercado por valuación de activos financieros. Los resultados financieros, netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, representaron una pérdida de $ 17.342 millones, en comparación con la pérdida de $ 12.240 millones correspondientes al ejercicio 2022. La variación corresponde a mayores cargos registrados por diferencia de cambio generada por nuestra posición monetaria activa en pesos, así como a mayores intereses perdidos. Dichas pérdidas son compensadas parcialmente por mayores resultados por tenencia de fondos comunes de inversión y mayores intereses ganados.

Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias ascendió a una ganancia de $ 178.300 millones, en comparación con una pérdida de $ 78.435 millones correspondiente al ejercicio anterior. La variación corresponde principalmente al impacto de la actualización de quebrantos de YPF EE y su subsidiaria Luz del León, así como a la reversión del pasivo diferido vinculado al rubro “Propiedades, Planta y Equipo” donde la actualización del valor fiscal (conforme al comportamiento del índice de precios al consumidor) resultó superior al valor contable que surge de la conversión a pesos del valor residual expresado en dólares durante el ejercicio 2024, mientras que en el ejercicio anterior la devaluación superó a la inflación, parcialmente compensado por el impacto del ajuste por inflación fiscal y devaluación sobre las partidas monetarias. El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a $ 78.435 millones, en comparación con el cargo de $ 1.468 millones correspondiente a 2022. La variación corresponde principalmente al impacto del aumento 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) resulta inferior al valor contable que resulta de la conversión a pesos del valor residual expresado en dólares, parcialmente compensada con el activo diferido relacionado con el deterioro del valor de propiedades, planta y equipo registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y con el impacto de una mayor pérdida por diferencia de cambio impositiva, en virtud de la inflación y devaluación del ejercicio 2023.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al presente ejercicio de 2024 fue una ganancia de $ 252.764 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la pérdida de $ 15.515 millones generada en el año anterior El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue una pérdida de $ 15.515 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de $ 17.520 millones generada en el año 2022.

Otros resultados integrales y resultado integral total

Los otros resultados integrales correspondientes al presente ejercicio fueron positivos en $ 266.999 millones, en comparación con los $ 712.032 millones registrados por este concepto durante el ejercicio anterior. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares, como consecuencia de la depreciación del peso durante el presente ejercicio.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al presente ejercicio fue una ganancia de $ 519.763 millones, en comparación con la ganancia de $ 696.517 millones durante el ejercicio anterior. Los otros resultados integrales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron positivos en $ 712.032 millones, en comparación con los $ 76.521 millones registrados por este concepto durante 2022. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares, como consecuencia de la depreciación del peso durante ejercicio 2023.

Liquidez y Recursos de Capital

Indicadores

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Liquidez corriente (1)	0,96	0,80	1,04
Solvencia (2)	1,02	0,89	0,96
Inmovilización del capital (3)	0,82	0,89	0,87
Rentabilidad (4)	22,32%	(2,87%)	12,62%

(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 2024, la Sociedad mantenía un capital de trabajo negativo de $ 20.438 millones, principalmente como consecuencia del financiamiento de la construcción de nuevos activos de generación. La Sociedad estima que el flujo proveniente de la generación de sus activos operativos permitirá financiar dicho capital de trabajo negativo. Asimismo, la Sociedad cuenta con diferentes fuentes de financiamiento en caso de ser necesario contar con fondos adicionales para hacer frente a sus necesidades de corto plazo. La deuda financiera (préstamos) total en circulación al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 fue de $ 1.047.106 millones, $ 723.917 millones y $ 151.916 millones, respectivamente, que consta de préstamos de corto plazo (incluyendo la parte corriente de préstamos a largo plazo) por $ 297.253 millones, $ 148.009 millones y $ 26.177 millones respectivamente, y préstamos de largo plazo por $ 749.853 millones, $ 575.908 millones y $ 125.739 millones al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, el 98%, 100% y 100% de nuestra deuda estaba denominada en dólares estadounidenses.

Al cabo del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, el Activo de la Sociedad alcanzó los $ 2.710.706 millones.

El activo no corriente, que totalizó $ 2.211.995 millones, presenta un incremento con respecto al año anterior. Dicho aumento corresponde fundamentalmente al incremento de las Propiedades, planta y equipo en $ 416.059 millones, como consecuencia de las altas del presente ejercicio por un total de $ 202.394 millones, de su apreciación en $ 681.050 millones teniendo en cuenta la conversión a pesos del valor en dólares estadounidenses históricos según la moneda funcional de la Sociedad, compensado parcialmente por las correspondientes depreciaciones y su conversión por $ 367.387 millones, el aumento del deterioro de propiedad, planta y equipo de $ 90.925 millones, del aumento en la desvalorización de materiales y repuestos de $ 454 millones, y por las bajas y transferencias por $ 8.619 millones. Las principales inversiones realizadas durante el ejercicio 2024 estuvieron enfocadas en la finalización del Parque Eólico General Levalle y al avance de los nuevos proyectos del Grupo.

El activo corriente, que totalizó $ 498.711 millones, presenta un aumento con respecto al año anterior. Esta variación corresponde fundamentalmente a un incremento del rubro "Efectivo y equivalentes de efectivo" por $ 136.965 millones, debido principalmente a una mayor tenencia de fondos comunes de inversión; a un aumento del rubro “Otros activos financieros” por $ 63.482 millones debido a la tenencia de bonos AE38 producto de la suscripción de un acuerdo firmado con CAMMESA durante el mes de mayo de 2024 para la cancelación de los saldos pendientes de las transacciones de diciembre 2023 y enero 2024, junto con la tenencia de bopreales; y a un aumento del rubro “Créditos por ventas” por $ 41.653 millones principalmente como consecuencia del aumento de precios expresados en pesos de nuestros ingresos por ventas nominados en dólares, a raíz de la devaluación del 27,7% registrada entre ejercicios, y a los aumentos establecidos por las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024, 285/2024, 20/2024 y 387/2024 que impactan en nuestros ingresos de Energía Base, y por la incorporación del Parque Eólico General Levalle.

En lo que respecta al Pasivo de la Sociedad, al cierre de 2024, totalizó $ 1.343.998 millones.

El pasivo no corriente, que totalizó $ 824.849 millones, tuvo un incremento con respecto al año anterior, motivado principalmente por un incremento en los préstamos de largo plazo por $ 173.945 millones como consecuencia principalmente de la emisión de obligaciones negociables en el mercado local e internacional, y al efecto de la conversión a pesos argentinos de las cifras nominadas en dólares, a partir de la depreciación del peso argentino.

El pasivo corriente alcanzó $ 519.149 millones, lo que representó un aumento respecto al año anterior, como consecuencia de un aumento de los préstamos de corto plazo por $ 149.244 millones debido principalmente al efecto de la conversión a pesos argentinos de las cifras nominadas en dólares, a la toma de financiación local, y a un aumento de las cuentas por pagar por $ 55.054 millones, principalmente relacionado con la finalización de la obra del Parque Eólico General Levalle y al avance de nuevos proyectos del Grupo.

Al cabo del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el Activo de la Sociedad alcanzó los $ 1.910.946 millones.

El activo no corriente, que totalizó $ 1.695.838 millones, presenta un incremento con respecto al año anterior. La variación corresponde fundamentalmente en un incremento de las Propiedades, planta y equipo en $ 1.320.778 millones, como consecuencia de las altas del presente ejercicio por un total de $ 125.642 millones, de la incorporación de los activos de Central Dock Sud S.A. (“CDS”) por un total de $ 113.697 millones, de su apreciación en $ 1.788.143 millones teniendo en cuenta la conversión a pesos del valor en dólares estadounidenses históricos según la moneda funcional de la Sociedad, compensado parcialmente por las correspondientes depreciaciones y su conversión por $ 642.768 millones, el aumento del deterioro de propiedad, planta y equipo de $ 59.891 millones, del aumento en la desvalorización de materiales y repuestos de $1.504 millones, y por las bajas y transferencias por $ 2.541 millones. Las principales inversiones realizadas durante el ejercicio 2023 estuvieron enfocadas en la finalización del Parque Solar Zonda, la construcción del Parque Eólico General Levalle y en los mantenimientos mayores realizados en Central Térmica Tucumán y de la Central Térmica Manantiales Behr, así como al acopio de repuestos y materiales para futuros mantenimientos mayores.

El activo corriente, que totalizó $ 215.108 millones, presenta un aumento con respecto al año anterior. Esta variación corresponde fundamentalmente a un aumento del rubro “Créditos por ventas” por $ 66.780 millones principalmente como consecuencia del aumento de precios expresados en pesos de nuestros ingresos por ventas nominados en dólares, a raíz del aumento del tipo de cambio promedio del 355,7% registrada entre ejercicios, y a los aumentos establecidos por las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 59/2023, 621/2023, 750/2023 y 869/2023 que impactan en nuestros ingresos de Energía Base, y por la incorporación del Parque solar Zonda y la consolidación de CDS, y a un incremento del rubro "Efectivo y equivalentes de efectivo" por $ 68.086 millones, debido a una mayor tenencia de fondos comunes de inversión principalmente por la consolidación de CDS.

En lo que respecta al Pasivo de la Sociedad, al cierre de 2023, totalizó $ 1.012.705 millones.

El pasivo no corriente, que totalizó $ 745.365 millones, tuvo un incremento con respecto al año anterior, motivado principalmente por un incremento en los préstamos de largo plazo por $ 450.169 millones como consecuencia principalmente del efecto de la conversión a pesos argentinos de las cifras nominadas en dólares, a partir de la depreciación del peso argentino y por la emisión de obligaciones negociables en el mercado local.

El pasivo corriente alcanzó $ 267.340 millones, lo que representó un aumento respecto al año anterior, como consecuencia de un aumento de los préstamos de corto plazo por $ 121.832 millones debido principalmente al efecto de la conversión a pesos argentinos de las cifras nominadas en dólares y a un aumento de las cuentas por pagar por $ 82.393 millones, principalmente relacionado con el avance de la obra de nuestro proyecto Levalle y al mantenimiento mayor de la Central Térmica El Bracho.

Los siguientes cuadros presentan información de nuestro flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(Cifras expresadas en millones de pesos)		
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	316.732	107.951	31.927
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(225.048)	(74.269)	(19.767)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(13.064)	(28.122)	(14.480)
Aumento (Disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	**78.620**	**5.560**	**(2.320)**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio y resultados financieros sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	58.345	62.526	7.908
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	82.663	14.577	8.989
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	**219.628**	**82.663**	**14.577**

Principales variaciones en la Generación y Aplicación de Fondos

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los $316.732 millones, un 193,4% superior a la del ejercicio anterior. Este incremento de $ 208.781 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones, amortizaciones, resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipo ni resultado por adquisición de participación en sociedades) de $199.943 millones, y una variación del capital de trabajo.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de $ 225.048 millones durante el presente ejercicio, un 203,0% mayor al ejercicio anterior, con un nivel de inversiones en activos fijos que totalizaron $ 180.299 millones (incluyendo los anticipos a proveedores) y de inversiones en otros activos financieros que totalizaron $ 36.780 millones, lo que representa un mayor nivel de inversiones con respecto al ejercicio anterior debido principalmente a las inversiones realizadas para la finalización de la construcción del Parque Eólico General Levalle y al avance de los nuevos proyectos de la Sociedad, y a las adquisiciones netas en activos financieros, respectivamente.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó un total de $ 13.064 millones, en comparación con la aplicación de fondos de $ 28.122 millones del ejercicio anterior. Esta variación se debe principalmente a una mayor toma de fondos, neta de cancelaciones de préstamos en 2024, parcialmente compensada con un mayor pago de intereses y otros costos financieros, y a un mayor pago de dividendos.

Adicionalmente, en este ejercicio la variación en el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo relacionada con los resultados financieros y con la revaluación de los saldos nominados en dólares, en virtud de la devaluación registrada del 27,7%, disminuyó $ 4.181 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de $ 219.628 millones al 31 de diciembre de 2024. Asimismo, los préstamos de la Sociedad alcanzaron los $ 1.047.106 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 28,4% del total.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los $ 107.951 millones, un 238,1% superior a la del ejercicio 2022. Este incremento de $ 76.024 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones, amortizaciones, resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipo ni resultado por adquisición de participación en sociedades) de $ 67.654 millones, compensado principalmente por la variación del capital de trabajo.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión del ejercicio alcanzó un total de $ 74.269 millones durante el ejercicio 2023, un 275,7% mayor al ejercicio 2022, con un nivel de inversiones en activos fijos que totalizaron $ 58.294 millones (incluyendo los anticipos a proveedores) lo que representa un mayor nivel de inversiones debido principalmente a las inversiones realizadas para la finalización de la construcción del Parque

solar Zonda y la construcción del Parque eólico General Levalle, y al acopio de repuestos y materiales para futuros mantenimientos mayores.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó un total de $ 28.122 millones en el 2023, en comparación con la aplicación de fondos de $ 14.480 millones del ejercicio 2022. Esta variación se debe principalmente a la cancelación de la Obligaciones Negociables Clase VI y del préstamo con el Citibank durante 2023, a un mayor pago de intereses y a un mayor pago de dividendos, parcialmente compensado por la emisión de Obligaciones Negociables del mes de febrero de 2023.

Adicionalmente, en el ejercicio 2023 la variación en el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo relacionada con los resultados financieros y con la revaluación de los saldos nominados en dólares, en virtud del aumento del tipo de cambio promedio del 355,7%, se incrementó en $ 54.618 millones.

La generación de recursos previamente explicada devino en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de $ 82.663 millones al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, los préstamos de la Sociedad alcanzaron los $ 723.917 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 20,4% del total.

La siguiente tabla establece nuestros compromisos con respecto al capital de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2024, más los intereses devengados, pero no pagados a esa fecha (importes expresados en millones de pesos):

Préstamos					
Menos de 3 meses	**3 a 12 meses**	**1 a 2 años**	**2 a 5 años**	**Más de 5 años**	**Total**
98.483	198.770	122.326	129.628	497.899	1.047.106

Compromisos en nuestros préstamos

Nuestra deuda financiera (préstamos) asciende a $ 1.047.106 millones y $ 723.917 millones, incluidos los intereses devengados al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 respectivamente. Hemos acordado, entre otros, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre nuestros activos.

A la fecha del Prospecto, la Sociedad tiene en circulación las siguientes Obligaciones Negociables:

- Obligaciones Negociables Clase X, emitidas el 3 de febrero de 2022 por un valor nominal de US$ 63,9 millones a una tasa fija del 5% denominado el 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;
- Obligaciones Negociables Clase XII, emitidas el 29 de agosto de 2022 por un valor nominal de US$ 85 millones a la par, a una tasa fija nominal del 0%, y con vencimiento en agosto 2026;
- Obligaciones Negociables Clase XIV y XV, emitidas el 27 de febrero de 2024 por un valor nominal de US$ 18 millones y US$ 11,3 millones, a una tasa fija nominal del 3% y 6%, respectivamente, con un plazo de 36 meses;
- Obligaciones Negociables Clase XVI y XVII, emitidas el 13 de junio de 2024 por un valor nominal de US$ 97,5 millones y 10,2 millones, a una tasa fija nominal del 2% y 5,9%, y con vencimiento 13 de diciembre 2025 y 13 de junio de 2027, respectivamente.
- Obligaciones Negociables Clase XVIII, emitidas el 16 de octubre de 2024 por un valor nominal de US$ 420 millones, a una tasa fija nominal del 7,875% con vencimiento en octubre de 2032; y
- Obligaciones Negociables Clase XIX y XX, emitidas el 22 de noviembre de 2024 por un valor nominal de US$ 49,9 millones y US$ 51,1 millones, respectivamente, a una tasa fija nominal del 5,25% y 6,75%, respectivamente, con un plazo de 24 y 48 meses, respectivamente.

Los pagos de las sumas de capital, servicios de intereses y demás sumas que correspondan bajo las Obligaciones Negociables denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos argentinos, serán realizados en pesos al tipo de cambio aplicable, según lo definido en el suplemento de prospecto correspondiente.

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 está bajo algún supuesto de incumplimiento que podría desencadenar una disposición de aceleración. Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 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 están canceladas.

Asimismo, durante el mes de mayo de 2024 la Sociedad firmó el acuerdo de un préstamo por un monto de capital de hasta US$ 13,1 millones para la financiación parcial de la construcción del Parque Eólico CASA ("**PECASA**"), con una garantía otorgada por Y Luz Inversora S.A.U. igual al monto de capital.

Prenda de acciones 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 (la "**Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía**"), en virtud del Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía celebrado por YPF S.A. el 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 estaba 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. Con fecha 4 de noviembre de 2024, se procedió a liberar y cancelar la Prenda de Acciones y la Cesión Fiduciaria con fines Garantía antes mencionada en atención a la notificación recibida por parte de YPF en los términos del artículo 215 de la Ley General de Sociedades.

Inversiones Bienes de Capital (Propiedades, planta y equipo)

Inversiones de Capital

El siguiente cuadro indica nuestras inversiones en Bienes de Capital en los ejercicios finalizado el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2024		**2023**		**2022**	
Inversiones de Capital	**En millones de pesos**	**(%)**	**En millones de pesos**	**(%)**	**En millones de pesos**	**(%)**
Energía						
Centrales eléctricas y parques eólicos y solares	177.874	87,9%	100.395	79,9%	20.184	87,3%
Materiales y repuestos	23.992	11,9%	24.922	19,8%	2.836	12,3%
Otros	528	0,2%	325	0,3%	89	0,4%
Total	202.394	100,0%	125.642	100,0%	23.109	100,0%

Desinversiones

No hemos hecho ninguna desinversión significativa en los últimos tres ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

Acuerdos fuera de balance

A la fecha del presente Prospecto la Compañía no cuenta con acuerdos fuera del balance.

HECHOS POSTERIORES

Desde el 31 de diciembre de 2024 hasta la fecha de emisión del presente Prospecto, no se han producido cambios en relación con la Sociedad que pudieran tener un efecto significativo sobre la situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones, salvo los descritos en la Nota 32 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

La Sociedad asume expresamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el presente Prospecto y la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación de la emisora, las cuales se basan en la información disponible que cuenta la Emisora a la fecha del presente y en sus estimaciones razonables.

FACTORES DE RIESGO

Invertir en las Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente implica riesgos. Antes de adoptar una decisión de inversión, los eventuales compradores deberán considerar cuidadosamente los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de Prospecto, 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.

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. Los riesgos e incertidumbres que se describen a continuación son los que conocemos a la fecha de este Prospecto. Sin embargo, tales riesgos e incertidumbres pueden no ser los únicos a los que podríamos enfrentarnos. Los riesgos e incertidumbres adicionales que desconocemos o que actualmente consideramos inmateriales pueden afectar nuestras operaciones comerciales.

Riesgos relacionados con la Argentina

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

La mayoría de nuestras operaciones, bienes y clientes se encuentran en Argentina y, como resultado de ello, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas imperantes en el país. Se recomienda al inversor hacer su propia evaluación sobre la Argentina y las condiciones reinantes en este país antes de tomar una decisión de inversión con respecto a las Obligaciones Negociables.

La economía argentina depende de una serie de factores, incluidos los siguientes: la demanda internacional y los precios para los principales *commodities* de exportación de Argentina; la competitividad y eficiencia de la industria y los servicios locales; la estabilidad y competitividad del peso argentino frente a otras monedas; los altos niveles de inflación que derivan en controles de salarios y precios; la inversión y el financiamiento internos y externos; el nivel de reservas de divisas en el Banco Central que podría ocasionar cambios en los valores y el cambio de la moneda y regulaciones de control de capitales (incluso para importar equipos, atender nuestra deuda transfronteriza y otras necesidades vinculadas con las operaciones); el alto nivel de deuda soberana; las altas tasas de interés; los shocks económicos externos adversos; los cambios en las políticas económicas o fiscales implementados por el Gobierno Argentino; las disputas laborales y ceses de tareas; el nivel de gastos por parte del Gobierno Argentino y la capacidad para 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 adoptadas por el Gobierno Argentino han tenido y se espera que continúen teniendo un impacto significativo sobre la Sociedad. No podemos anticipar el impacto de las medidas que pueda adoptar el Gobierno Argentino, ni si dichas medidas tendrán los efectos buscados. La incertidumbre con respecto a las políticas gubernamentales puede provocar una mayor volatilidad de los precios de los mercados bursátiles argentinos, incluidas las empresas que operan en el sector energético, dado el grado de regulación estatal al que históricamente se ha enfrentado esta actividad. Asimismo, no puede asegurarse que las políticas actuales que se aplican al sector energético no vayan a modificarse en el futuro.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo numerosos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación de la moneda. No puede garantizarse que la economía argentina crecerá en el futuro de manera sostenida. Si las condiciones económicas de la Argentina se deterioraran, si la inflación aumentara aún más, si Argentina no fuera capaz de refinanciar su deuda, si los balances fiscales federales continuaran siendo negativos afectando la capacidad del Gobierno Argentino de acceder al 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 para incentivar la actividad económica interna, dichos hechos podrían afectar negativamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestro negocio, situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en los países con mercados emergentes, especialmente los de América Latina, influyen en el mercado de valores emitidos por empresas argentinas. La volatilidad de los mercados de valores en América Latina y en los países de mercados emergentes, así como los posibles aumentos de las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el precio de negociación de nuestras Obligaciones Negociables y en nuestra capacidad y las condiciones en las que podemos acceder a los mercados internacionales de capitales. Además, se considera que los mercados independientes presentan riesgos adicionales, tales como restricciones gubernamentales que pueden limitar las inversiones y los riesgos asociados a los acontecimientos políticos.

Existen reclamos pendientes contra el Gobierno Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) y los tribunales de Nueva York que pueden generar nuevos laudos o fallos contra el Gobierno Argentino, lo que a su vez podría tener un efecto significativamente negativo sobre la capacidad del Gobierno Argentino para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico. No podemos asegurar que en el futuro el Gobierno Argentino no incumpla sus obligaciones. Si el Gobierno Argentino entrara en cesación de pago de su deuda, ello probablemente produciría un deterioro de la actividad económica, un aumento de las tasas de interés, una presión adicional sobre el mercado cambiario y un incremento de los índices de inflación, lo que a su vez podría afectar negativamente nuestras operaciones y nuestra situación financiera.
No puede garantizarse que la percepción del riesgo en Argentina no tendrá un efecto adverso significativo sobre nuestra capacidad para obtener capital, incluyendo nuestra capacidad para refinanciar nuestra deuda a su vencimiento, lo que afectaría negativamente nuestros planes de inversión y, en consecuencia, nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones, y también tendría un impacto negativo en el precio de cotización de nuestras Obligaciones Negociables.

Las medidas implementadas por el actual Gobierno Argentino podrían afectar nuestro negocio y resultados de las operaciones.

El actual Gobierno Argentino se enfrenta a importantes desafíos macroeconómicos, tales como la reducción del índice de inflación, el logro de superávit comercial y fiscal, la acumulación de reservas, el sostenimiento del peso, la eliminación de los controles cambiarios, la refinanciación de la deuda con acreedores privados y la mejora de la competitividad de la economía argentina. Desde que el nuevo gobierno asumió el poder, se han implementado un gran número de medidas encaminadas a desregular la economía argentina y limitar la intervención estatal en el sector privado, incluida la suspensión de licitaciones de obras públicas y la reducción de los subsidios a la energía y el transporte, y se espera que se adopten nuevas medidas en el futuro. Sin embargo, varias de estas medidas están siendo impugnadas en el Congreso y sometidas a procedimientos judiciales.

El Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 70/2023 que contempla varias medidas tendientes a reducir la dimensión de la administración pública y del gasto público y a desregularizar la economía. Asimismo, el 27 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional envió al Congreso un proyecto de ley denominado “Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”, cuyo texto final fue aprobado por el Congreso el 28 de junio de 2024 (la “**Ley de Bases**”). Dicha ley declara la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año y delega una serie de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo Nacional durante dicho período. La Ley de Bases también establece una serie de reformas legales, institucionales y tributarias que afectan a varios sectores de la economía, modifica la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y la Ley de Yacimientos Petrolíferos Fiscales N° 26.741 y establece medidas para cumplir con los objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero.

Durante 2025 se llevarán a cabo las elecciones legislativas por medio de la cual se renovará la mitad de los escaños en la Cámara de Diputados y un tercio de los escaños en el Senado. La composición del Congreso determinará la capacidad del poder ejecutivo para implementar su agenda. Un Congreso dividido podría dificultar la aprobación de leyes y reformas y, por tanto, la gobernabilidad.

No puede anticiparse el impacto que estas medidas, y las que pueda adoptar en el futuro el Gobierno Argentino, tendrán sobre la economía argentina en general y sobre el sector energético en particular. La incertidumbre política en Argentina en relación con las políticas adoptadas y que puedan adoptarse en el futuro por el gobierno podría dar lugar a una mayor volatilidad en los precios de mercado de los valores de las emisoras argentinas y

podría tener un efecto adverso significativo en la economía, lo que a su vez podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

La capacidad de Argentina de obtener financiamiento internacional podría verse limitada, lo cual a su vez podría afectar nuestra capacidad de acceder al financiamiento internacional.

Durante los últimos años, Argentina ha experimentado dificultades financieras, lo que ha provocado un aumento de la deuda pública contraída.

El 28 de enero de 2022, el Gobierno Argentino y el FMI llegaron a entendimientos sobre políticas claves como parte de sus discusiones en curso en el marco de un programa de financiamiento respaldado por el FMI. El 17 de marzo de 2022, mediante la Ley Nº 27.668, el Gobierno Argentino aprobó la celebración de un acuerdo de 30 meses (el "**Acuerdo con el FMI**") entre el FMI y el Poder Ejecutivo Nacional a fin de refinanciar US$44.000 millones de deuda contraída entre 2018 y 2019 bajo un acuerdo stand-by cuyo vencimiento original programado operaba entre 2021 y 2023. El Acuerdo con el FMI incluye diez revisiones trimestrales durante dos años y medio para asegurar el cumplimiento por parte del Gobierno Argentino de las metas establecidas para cada período de revisión, disponiéndose de los desembolsos luego de cada revisión. El plazo de repago de cada desembolso es de diez años, con un período de gracia de cuatro años y medio, lo que implica empezar a pagar la deuda a partir de 2026 y hasta 2034.

El 11 de marzo de 2025, el Gobierno Argentino dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 179/2025 por medio del cual aprueba las operaciones de crédito público contenidas en el Programa de Facilidades Extendidas a celebrarse con el FMI, las que tendrán un plazo de amortización de 10 años y serán destinadas a la cancelación de ciertas letras intransferibles en dólares estadounidenses en poder del Banco Central y de las operaciones de crédito público celebradas en el marco del Acuerdo con el FMI. El 19 de marzo de 2025, la Cámara de Diputados aprobó el Decreto 179/25, confirmando así su validez y eliminando el riesgo de su revocación. Conforme al marco legal vigente, un decreto de necesidad y urgencia permanece en vigor salvo que ambas cámaras del Congreso lo rechacen expresamente. A la fecha del presente Prospecto, el nuevo Programa de Facilidades Extendidas aún no ha sido ejecutado y sus términos y condiciones siguen siendo desconocidos, lo que impide determinar con certeza su impacto potencial.

No puede garantizarse que el Gobierno Argentino cumpla con las metas de las próximas revisiones del FMI. No es posible asegurar que las condiciones del FMI no afectarán la capacidad de Argentina para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico. Tampoco puede predecirse el impacto de la implementación del Acuerdo con el FMI sobre la capacidad de Argentina (e indirectamente sobre la nuestra) para acceder a los mercados de capitales internacionales.

A pesar de la restructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo en 2020, los mercados internacionales continúan mostrando señales de duda acerca de la sostenibilidad de la deuda argentina; por ende, los indicadores de riesgo país continúan siendo altos. Si se restringiera el acceso de Argentina a la financiación privada internacional o de organismos multilaterales, o se viera limitado el ingreso de inversión extranjera directa, es posible que el país no esté en condiciones de hacer frente a sus obligaciones, y la financiación de instituciones financieras multilaterales podría verse limitada aún más o no estar disponible. Asimismo, si Argentina viera limitada su capacidad de obtener crédito en mercados internacionales, en el futuro, ello podría tener un efecto adverso sobre nuestra capacidad de acceder a los mercados de crédito internacionales a tasas estándar de mercado para financiar nuestras operaciones.

Del mismo modo, no puede garantizarse que las calificaciones de crédito de Argentina se mantengan o que no bajen, se suspendan o cancelen. Cualquier disminución, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana argentina puede tener un efecto adverso en la economía del país, en nuestra capacidad de acceso a los mercados internacionales de capital y en nuestro negocio. Como tal, cualquier efecto adverso sobre nuestro negocio debido a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar negativamente nuestra propia calificación crediticia así el precio de mercado y la negociación de nuestras Obligaciones Negociables.

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

Los mercados financieros y de valores en la Argentina, y la economía del país, se ven influidos por los efectos de las crisis financieras mundiales o regionales y las condiciones de mercado en otros mercados de todo el mundo. La inestabilidad económica mundial y la incertidumbre acerca de las políticas comerciales mundiales podrían afectar la economía argentina y poner en peligro su capacidad de estabilizar su economía, tales como el deterioro de las condiciones económicas en Brasil (principal socio comercial de Argentina) y de las economías de otros importantes socios comerciales de Argentina, como China o Estados Unidos, los aumentos de las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, las tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y otros países generadas por guerras de aranceles y trabas aduaneras, los conflictos regionales tales como los existentes entre Rusia y Ucrania y entre Israel y Hamás, el conflicto de Israel en Oriente Medio, discordias políticas y sociales, atentados terroristas, bajas en la calificación de la deuda soberana y pandemias. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las reacciones de los inversores a los acontecimientos que se producen en un país a veces demuestran tener un efecto "contagio" en el que toda una región o clase de inversión es desfavorecida por los inversores internacionales.

A su vez, el 20 de enero de 2025, Donald Trump fue electo como el presidente de los Estados Unidos, asumiendo su segundo mandato. Los eventuales cambios en las condiciones sociales, políticas, regulatorias y económicas en los Estados Unidos o en las leyes y políticas que rigen el comercio internacional podrían generar incertidumbre en los mercados internacionales y pueden tener un efecto negativo en mercados emergentes, como Argentina, lo que podría afectar negativamente las operaciones de la Sociedad.

En consecuencia, no puede garantizarse que la economía y los mercados de valores argentinos no se verán afectados negativamente por hechos que afecten a las economías de países desarrollados, a los mercados emergentes o a cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, lo que podría a su vez afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y el resultado de nuestras operaciones, y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Además, una devaluación significativa de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales puede afectar negativamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente la economía del país y nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

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

La recuperación económica de Argentina desde la crisis de 2001 y 2002 se produjo en el contexto de un aumento significativo de los precios internacionales de los principales bienes exportables del país, como la soja. Los elevados precios de los *commodities* han contribuido al aumento de los ingresos argentinos por exportaciones, así como al aumento de los ingresos fiscales del Gobierno Argentino, principalmente debido a los ingresos derivados de los impuestos a la exportación.

Si los precios internacionales de los *commodities* obtenidos de las actividades agrícola y petrolera disminuyeran como consecuencia, entre otros factores, de una recesión internacional, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Además, una caída de los precios internacionales de los *commodities* agrícolas y petroleros podría tener un impacto negativo en los ingresos fiscales del gobierno, incluida su capacidad para repagar su deuda, y en la disponibilidad de divisas. Además, la producción agrícola —que representa una fuente importante de los ingresos por exportación de Argentina— podría verse afectada negativamente debido a condiciones climáticas adversas. Cualquiera de estos acontecimientos podría afectar negativamente la economía argentina y, en consecuencia, nuestro negocio y operaciones.

La persistencia de altos niveles inflacionarios puede afectar negativamente la economía argentina.

Argentina sigue enfrentándose a elevadas presiones inflacionarias. En 2022, el INDEC registró un aumento del IPC del 94,8%, mientras que el IPM aumentó un 94,8%. En 2023, el INDEC registró un aumento del IPC del 211,4%, mientras que el IPM aumentó un 276,4%. En 2024, el INDEC registró un aumento del IPC del 117,8%, mientras que el IPM aumentó un 67,1%. De enero a febrero de 2025, el IPC aumentó 4,7%, respectivamente, mientras que desde enero a febrero de 2025, el IPM lo hizo en 3,2%, respectivamente.

En el pasado, la inflación ha debilitado la economía argentina y la capacidad del gobierno para crear condiciones propicias para el crecimiento. Un entorno altamente inflacionario puede afectar negativamente la competitividad internacional de Argentina, los salarios reales, los índices de empleo, los índices de consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre en relación con dichas variables económicas y la falta general de estabilidad en términos de inflación podrían dar lugar a una reducción de los plazos contractuales y afectar la capacidad de planificar con antelación y tomar decisiones estratégicas. Esta situación puede repercutir negativamente en la actividad económica, lo que podría afectar de manera adversa y significativa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio.

La devaluación continua del peso argentino durante los últimos años ha tenido un impacto negativo sobre la economía y también ha llevado a un aumento de la inflación, lo que a su vez tiene un impacto directo en los salarios reales. Asimismo, los resultados de nuestras operaciones se encuentran expuestos a la fluctuación de la moneda y cualquier devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense y otras monedas fuertes podría afectar en forma adversa nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones.

El valor del peso ha fluctuado significativamente en el pasado. Al 31 de diciembre de 2024, el valor del peso argentino ascendía a Ps. 1032,5 por US$ 1,00, lo que representó un incremento en el tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense de 27,7% durante el año. Los principales efectos de la devaluación del peso argentino en nuestro resultado contable neto son (i) nuestros ingresos provenientes de Energía Base están expresados en pesos argentinos, (ii) algunos de nuestros costos operativos están expresados en pesos argentinos, (iii) el impuesto a las ganancias diferido relacionado principalmente con el activo fijo, el cual se espera que tendrá un efecto negativo; (iv) el impuesto a las ganancias corriente; (v) el aumento de la depreciación y amortización como resultado del revalúo en pesos de nuestro activo fijo y nuestros activos intangibles; y (vi) las diferencias de cambio como resultado de nuestra exposición al Peso. Además, en lo que hace a nuestra situación patrimonial, la mayoría de nuestra deuda está denominada en monedas distintas del peso, por lo tanto, una devaluación del peso frente a esas monedas aumentará la cantidad de pesos que necesitaremos para afrontar los plazos de nuestro endeudamiento. Para mayor información sobre el valor del peso argentino, véase "*Información Adicional - Regulaciones cambiarias*".

Por otra parte, un aumento sustancial en el valor del peso argentino frente al dólar estadounidense podría afectar negativamente la competitividad económica de Argentina. Una apreciación real significativa del peso argentino afectaría negativamente a las exportaciones y reduciría el superávit comercial de Argentina o provocaría un déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento del Producto Bruto Interno ("**PBI**") y el empleo.

Nuestro esquema remuneratorio en virtud de los PPA con CAMMESA está denominado en dólares estadounidenses y son pagaderos en pesos argentinos, siendo que CAMMESA cubre actualmente cualquier efecto de la fluctuación del tipo de cambio durante los primeros 42 días posteriores a la fecha de facturación. En consecuencia, con respecto a los PPA con CAMMESA, la Sociedad está expuesta al riesgo de devaluación si se produce una devaluación del peso argentino luego de transcurrido dicho período de 42 días. En los últimos años, las cobranzas de los PPA con CAMMESA han registrado demoras significativas, llegando a superar 100 días de demora en algunos momentos. Desde enero de 2025 y a la fecha del presente Prospecto, el plazo promedio de CAMMESA para efectuar los pagos a los generadores de energía, incluida la Compañía, ha sido de 50 días desde la finalización del mes correspondiente, sin embargo, dicho plazo podría ser significativamente mayor en el futuro. Véase "*– Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino – CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica*". De acuerdo con la normativa aplicable, CAMMESA está obligada a pagar intereses por mora a los generadores de energía. Los resultados de las operaciones de la Sociedad se han visto y seguirán viéndose afectados por la fluctuación del tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso argentino.

Como consecuencia del aumento de la volatilidad del peso argentino, el Gobierno Argentino y el Banco Central implementaron varias medidas y regulaciones tendientes a estabilizar su valor. La Sociedad no puede anticipar si, y en qué medida, el valor del peso argentino podría continuar depreciándose o apreciándose frente al dólar

estadounidense u otras divisas, ni el impacto que tales variaciones podrían tener sobre los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

Estamos sujetos a controles cambiarios y de capitales.

El Gobierno Argentino y el Banco Central han implementado ciertas medidas tendientes a controlar y restringir la capacidad de las empresas y particulares de acceder al Mercado de Cambios para adquirir divisas y transferirlas al exterior. Dichas medidas incluyen la restricción del acceso al Mercado de Cambios argentino para el pago de dividendos a accionistas no residentes, restricciones a la adquisición de cualquier moneda extranjera para atesoramiento en Argentina, la exigencia a los exportadores de ingresar los cobros y liquidarlos en pesos argentinos en el Mercado de Cambios local, las limitaciones a la transferencia de títulos valores hacia y desde Argentina, el establecimiento de ciertas refinanciaciones obligatorias de vencimientos de deuda, la aplicación de impuestos a ciertas operaciones que conlleven la adquisición de divisas, entre otras.

De acuerdo con la normativa vigente, la Sociedad tendría acceso al Mercado de Cambios para adquirir dólares estadounidenses para el pago del endeudamiento bajo las Obligaciones Negociables, siempre que la Sociedad (i) haya liquidado los fondos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables a través del Mercado de Cambios, (ii) haya informado dicho endeudamiento, y (iii) haya cumplido con los requisitos generales adicionales para el egreso de fondos a través del Mercado de Cambios, en cada caso de acuerdo con la normativa cambiaria aplicable.

No puede garantizarse que el Banco Central u otros organismos públicos no intensifiquen o flexibilicen dichos controles o restricciones, introduzcan modificaciones en estas normas, impongan nuevos planes obligatorios de refinanciación en relación con nuestro endeudamiento pagadero en divisas distintas del peso, establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, mantengan el régimen cambiario actual o creen múltiples tipos de cambio para distintos tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos divisas para pagar importaciones y/o atender el servicio de nuestras obligaciones pendientes denominadas en divisas distintas del peso, todo lo cual podría afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, obtener capital, refinanciar nuestra deuda a su vencimiento, obtener financiamiento, ejecutar nuestros planes de inversiones de capital y/o debilitar nuestra capacidad para pagar dividendos a los accionistas extranjeros. En consecuencia, estos controles y restricciones de cambio podrían afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Los cambios en las leyes impositivas argentinas y/o la implementación de nuevos impuestos y de normativas en materia de importaciones podrían afectar negativamente nuestro negocio.

No puede garantizarse que el Gobierno Argentino no adopte cambios en la normativa fiscal y reformas en materia tributaria, ni que dichos cambios no afecten negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

No puede asegurarse que los impuestos y las normativas en materia de importaciones no vayan a modificarse en el futuro ni que no se impongan otros nuevos impuestos o normativas en materia de importaciones que puedan afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

En los últimos años, el Gobierno Argentino ha introducido cambios en la alícuota del impuesto a las ganancias aplicable a las sociedades y en la alícuota para la distribución de dividendos. No puede garantizarse que el Gobierno Argentino no adopte en el futuro 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 afecten negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Las medidas implementadas por el nuevo gobierno podrían afectar el negocio de la Emisora.

El 22 de octubre de 2023 se realizaron las elecciones presidenciales y legislativas, culminando el 19 de noviembre de 2023 con el ballotage presidencial, que determinó la elección de Javier Milei como presidente de Argentina. En fecha 12 de diciembre de 2023 la nueva administración, implementó una serie de medidas económicas, entre las cuales cabe destacar:

- Incremento del valor del dólar estadounidense del 118,3% del tipo de cambio frente al peso;
- Suspensión de nuevas licitaciones de obra pública;
- Reducción a los subsidios de energía y transporte;
- Disminución del aparato estatal y reducción de número de ministerios y secretarías;
- Suspensión de la publicidad oficial; y
- Simplificación del sistema de importaciones.

El gobierno ha sancionado el Decreto Nº 70/2023, que contempla varias medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público y desregular la economía. Además, el 8 de julio de 2024 se publicó la Ley de Bases, que declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por dos años más, y delega una serie de facultades legislativas en el poder ejecutivo argentino mientras dure la emergencia. La mencionada ley también incluye una serie de reformas legales, institucionales, tributarias y penales que afectan a diversos sectores de la economía, como ser, entre otras, la creación del RIGI por medio del cual se otorgan incentivos a los titulares y/u operadores de grandes inversiones en proyectos nuevos o ampliaciones de existentes que adhieran a dicho régimen, siendo que la Sociedad, por medio de su sociedad vinculada Luz del Campo S.A., ha obtenido la correspondiente autorización al régimen. Véase "*El Sector Eléctrico Argentino - Aspectos Generales del Marco Legal — DNU N° 70/2023*" y "*El Sector Eléctrico Argentino - Aspectos Generales del Marco Legal — Ley de Bases*".

Es difícil predecir el impacto de las medidas implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las futuras medidas y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se intenta aplicar mediante el Decreto N° 70/2023 y la mencionada ley. Dichas medidas podrían afectar a la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El Gobierno Nacional podrá implementar nuevos y mayores cambios en la política y regulaciones actuales o mantener las existentes. Estos eventos pueden afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Emisora.

Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino

El Gobierno Argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es intención del actual Gobierno implementar un plan de normalización del MEM y su adaptación progresiva.

La intervención estatal ha sido constante, especialmente tras la crisis económica de 2001-2002, cuando se implementaron medidas que afectaron negativamente a las empresas del sector. En 2002, la Ley N° 25.561 permitió renegociar contratos de servicios públicos, congelando tarifas y eliminando ajustes por inflación. Entre 2015 y 2017, se introdujeron medidas para financiar infraestructura y dolarizar precios para generadores. En 2019, la Ley N° 27.541 delegó al Poder Ejecutivo la reestructuración de tarifas y la intervención en entidades regulatorias. En 2023, se declaró la emergencia del sector energético, instruyendo a la Secretaría de Energía a implementar un programa de acciones para estabilizar precios y revisar tarifas. En 2024, se promulgó la Ley de Bases, que faculta al Poder Ejecutivo a adaptar el marco regulatorio del sector eléctrico. A pesar de los esfuerzos por desregular el mercado, persisten incertidumbres sobre el impacto de futuras regulaciones en el sector.

El día 28 de enero del 2025 la Secretaria de Energía emitió la Resolución SE N° 21/2025 cuya intención es la de implementar medidas que procuran normalizar el funcionamiento del MEM, eliminando restricciones innecesarias para la contratación bilateral, descentralizando la gestión de combustibles y creando incentivos económicos que estimulan la incorporación de nueva capacidad de generación en condiciones competitivas. Asimismo, con fecha 29 de enero de 2025, CAMMESA publicó en su website una sección complementaria a la Resolución SE - MEC 21/2025 en la que se encuentra la nota enviada de SE a CAMMESA, en la que detalla que el MEM registra una limitada reserva disponible en materia de generación y transporte de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda, que convive con compromisos contractuales en materia de energía, potencia y combustibles asociados. Por ello, destaca la necesidad de implementar un proceso de normalización gradual, que genere las condiciones para la inversión en todos los segmentos de la industria que permitan, progresivamente, aumentar la confiabilidad del abastecimiento, la eficiencia operativa, y la sustentabilidad

económica del mercado y logren una desconcentración del mercado en CAMMESA. En atención a lo indicado, la SE elaboró los lineamientos para la normalización del MEM y su adaptación progresiva, que se adjuntan a la Nota SE como anexo. En ellos, se detallan las modificaciones que se prevén para la gestión de combustibles, en la demanda en el MEM, la determinación de los precios y el funcionamiento del MAT y del Mercado Spot.

Siendo que tanto dicha resolución como los lineamientos citados no especifican cómo se realizará la correspondiente implementación en lo inmediato y qué impactos pueden repercutir en la industria eléctrica de Argentina, a la fecha de este Prospecto, tanto las normas vigentes aquí indicadas como aquellas que se dicten en el futuro, podrían afectar en forma material a nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica.

Hasta la fecha de este Prospecto, recibimos pagos de CAMMESA, cuyos pagos podrían sufrir demoras o alteraciones. Recibimos fondos de CAMMESA por la energía y capacidad vendidas en virtud de nuestros PPA suscriptos con CAMMESA así como en virtud del Programa de Energía Base. Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, los ingresos derivados de los PPA con CAMMESA y Energía Base contabilizaron 46,9%% y 17,0%%, respectivamente, de nuestros ingresos. A su vez, CAMMESA suministra esta energía a los distribuidores que deben efectuar pagos a CAMMESA por la electricidad suministrada, los cuales adeudan en la actualidad a CAMMESA importantes sumas por la energía suministrada. Los pagos a los generadores deberán ser liquidados dentro de los 42 días de finalizado cada mes; sin embargo, en los últimos años, las cobranzas de los PPA con CAMMESA han registrado demoras significativas, llegando a superar 100 días de demora en algunos momentos. Desde enero de 2025 y a la fecha del presente Prospecto, el promedio de tiempo en que CAMMESA realiza los pagos a los generadores de energía ha sido de 50 días desde la finalización del mes pertinente; no obstante ello, dicho plazo podría ser significativamente más largo en el futuro.

La Resolución N° 31/2020 modificó el régimen de remuneración fijando los precios de Energía Base en Pesos argentinos e introduciendo un mecanismo de ajuste de precios en función del índice IPC y el índice IPIM, posteriormente suspendido. En el pasado, la Secretaría de Energía Eléctrica impartió instrucciones a CAMMESA de realizar los pagos incumplidos correspondientes a los meses de enero y febrero de 2024 bajo Energía Base y los PPA celebrados por CAMMESA con generadores de energía térmica, incluso la Sociedad, con bonos soberanos emitidos por el Gobierno Argentino. Sin embargo, el valor justo de mercado estimado de dichos bonos soberanos era equivalente a aproximadamente 50% del monto de los pagos incumplidos. Como resultado de esta medida, durante el período semestral finalizado el 30 de junio de 2024, registramos un cargo por desvalorización con respecto a ciertas cuentas a cobrar con CAMMESA por un monto de Ps 30.092,9 millones. Esta medida o medidas alternativas en relación con pagos vencidos podrían ser nuevamente implementadas por el Gobierno Argentino en el futuro.

No obstante lo expuesto, no podemos asegurar al inversor que CAMMESA podrá abonarnos la capacidad de generación y despacho de energía o que CAMMESA no cancelará unilateralmente los saldos pendientes bajo los PPA. La imposibilidad por parte de CAMMESA de efectuar pagos o de proceder a realizar dichos pagos en forma oportuna o completa, podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y nuestra situación financiera.

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

Cualquier incremento significativo en el precio de la energía para el consumidor (ya sea por un incremento en las tarifas o por un recorte en los subsidios de consumidores) o una reducción adicional en la actividad económica puede resultar en una disminución en la demanda de energía generada por la Sociedad. Una reducción significativa en la demanda de electricidad o un incremento en la morosidad en el pago de energía por consumidores y distribuidores podría llevar a que la Sociedad registre ingresos y resultados más bajos, lo cual podría afectar negativamente su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

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

La energía que los generadores entregan al sistema de transporte para su entrega al sistema de distribución en todo momento depende de la capacidad del sistema de transporte. En ciertas épocas del año, o en determinadas situaciones de operación, el sistema de transporte restringe la capacidad de entrega de la energía que los generadores podrían ofrecer. Como resultado, se genera una mayor cantidad de energía de la que puede transmitirse o distribuirse por medio del sistema de transporte y de distribución. Cualquier limitación en la transmisión de la energía para los generadores puede incrementar los costos o reducir los ingresos lo cual podría afectar negativamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

La Sociedad no puede predecir si las instalaciones de transmisión y distribución se ampliarán o actualizarán en el país en general, o en los mercados específicos en los que opera o busca operar, para contemplar el acceso competitivo a esos mercados. Si la demanda de energía sigue aumentando en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución de energía o la tecnología instalada pueden ser insuficientes para satisfacer la demanda y pueden causar interrupciones. Un aumento sostenido de las interrupciones en el sistema eléctrico podría generar escasez en el futuro y podría impedir a la Sociedad entregar la electricidad que produce y vende, lo que, a su vez, podría afectar negativamente su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

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 eólicos Manantiales Behr, Los Teros I y II, Cañadón León y General Levalle y el parque solar Zonda tienen una prioridad de despacho de 99 MW, 175 MW, 101,52_MW, 153MW y 53MW (100MW con referencial A) respectivamente. Por su parte, los proyectos en construcción en la localidad de Olavarría y El Quemado cuentan con una prioridad de despacho de 31MW (referencial A) y 150 MW respectivamente. Si no pudiera obtenerse o mantenerse dicha prioridad, ello podría afectar negativamente las operaciones de dichos proyectos así como los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

La capacidad de la Sociedad de generar electricidad en sus centrales de generación termoeléctrica depende en parte de la disponibilidad o el precio del gas natural y, en menor medida, de combustible diésel, y las fluctuaciones en la provisión o el precio del gas natural y del combustible diésel podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones.

La provisión y el precio del gas natural y del gasoil usados en las centrales de generación termoeléctrica de la Sociedad han resultado afectados –y podrían continuar siendo afectados en ocasiones– por alguno de los siguientes factores: la disponibilidad de gas natural y de gasoil en Argentina, su transporte y la potencial necesidad de importar gas natural y gasoil a precios superiores a los precios aplicables a la provisión doméstica. La Sociedad no puede asegurar que habrá suficiente capacidad de producción y transporte de gas natural para efectuar el suministro a sus centrales termoeléctricas.

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, a partir del mes de noviembre 2024 se ha incorporado como parte de los PPA con YPF (ya que forma parte de autogenerado Distribuido de Loma Campana I), e 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 Sociedad de gas natural o gasoil y ésta se viera imposibilitada de comprar gas natural y gasoil a precios que le resulten favorables o plenamente reembolsables por CAMMESA o YPF, o si la provisión de gas natural o de gasoil sufriera una reducción, los costos de la Sociedad 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 significativos sobre su actividad, situación financiera, los resultados de sus operaciones y su capacidad de afrontar sus compromisos de pago.

La capacidad de la Compañía de operar centrales de generación de energía de fuentes renovables de manera rentable depende, en gran medida, de adecuados vientos y demás condiciones climáticas.

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

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de cualquier central de generación de energía de fuentes renovables, habitualmente se lleva a cabo un estudio de recurso eólico e irradiación solar para evaluar el recurso eólico y de irradiación solar potencial del sitio. La Sociedad ha llevado a cabo estos estudios de vientos y solares con sus propios equipos y consultores técnicos externos, con respecto al Factor de Carga estimado resultante de sus estudios de vientos y solares, el modelo de turbinas y tecnología de generación de energía solar utilizada. Basa sus presupuestos principales y decisiones de inversión en los hallazgos de estos estudios. La Sociedad no puede garantizar al inversor que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los presupuestos que asumió durante la fase de desarrollo del proyecto en función de dichos estudios y, por lo tanto, no puede garantizar que sus proyectos de parques eólicos, parque solar o proyectos de generación de energía de fuentes renovables podrán satisfacer los niveles de producción anticipados. Puede suceder que los patrones de recurso eólico y recurso solar y la producción de electricidad en el futuro en los parques eólicos o solares de la Sociedad no reflejen los patrones de recurso eólico históricos en los respectivos sitios o las proyecciones, y que los patrones de recurso eólico y recurso solar en cada sitio cambien con el paso del tiempo.

En el supuesto que en el futuro el recurso eólico y recurso solar en las áreas donde se encuentran los parques eólicos y centrales de generación de energía de fuentes renovables de la Sociedad fuera inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichas centrales de generación de energía de fuentes renovables podría ser inferior a lo esperado, y, en consecuencia, podría afectar negativamente de manera significativa los resultados de las operaciones de la Sociedad y exponer a ésta y a sus Subsidiarias a eventuales penalidades bajo los PPA con CAMMESA, YPF y otros clientes industriales.

La Sociedad puede tener que enfrentar mayor competencia.

El mercado de generación de energía eléctrica en los que opera la Sociedad se caracteriza por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Sociedad. Véase "*Información sobre la Emisora – Competencia*". Asimismo, los competidores de la Sociedad podrían combinar o fusionar sus operaciones lo que podría dar lugar a la existencia de participantes de mayor envergadura con mejores recursos financieros y operativos. Una mayor competencia podría traer aparejada una baja en los precios y un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar negativamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

La Sociedad y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Por otra parte, el Gobierno Argentino (o el licenciatario de transporte y/o distribución) podría 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 Sociedad y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica y a los clientes. En agosto de 2024, el nuevo gobierno de Argentina implementó el RIGI a través de la Ley Bases y el Decreto N° 592/2024 para brindar incentivos fiscales, aduaneros

y cambiarios durante un período de dos años, sujeto a prórroga, a grandes proyectos de inversión en diversos sectores, incluyendo los sectores de forestoindustria, el turismo, la infraestructura, la minería, la tecnología, la siderurgia, la energía, el gasoil y la energía. Los proyectos que se encuentran sujetos al RIGI serán declarados de interés nacional en Argentina. Por consiguiente, una mayor competencia, en combinación con restricciones de transmisión, podría afectar la capacidad de la Sociedad de entregar sus productos a sus clientes, con el consiguiente efecto negativo en su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

La Sociedad, por medio de su subsidiaria Luz del Campo S.A., presentó la correspondiente solicitud de adhesión al RIGI por el Proyecto denominado Parque Solar El Quemado por hasta 305 MW, el cual resultó aprobado bajo la RESOL-2025-1-APN-MEC, siendo el primer proyecto aprobado bajo este esquema en la República Argentina.

Sin perjuicio de lo cual, para futuros proyectos cabe tener en cuenta que la Sociedad compite con otras compañías de generación respecto de la capacidad instalada que se asigna mediante procesos licitatorios de nueva capacidad de generación (incluyendo prioridad en el despacho) y, como resultado de ello, no puede predecir si resultará adjudicataria de próximos proyectos que presente en dichas licitaciones o si accederá a la red de transmisión eléctrica requerida.

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 regulaciones y supervisión a nivel federal, provincial y municipal, 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 está constituida por 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 pueden gozar de 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 instalaciones están situadas en distintas provincias, la Sociedad también está sujeta a legislación provincial y municipal. Los futuros cambios 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 el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera 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 el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

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 su negocio y su 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 negativamente por factores climáticos. En verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede incrementare sustancialmente debido a la necesidad de utilizar equipos de aire acondicionado y en invierno (de junio a agosto), la demanda de energía eléctrica puede fluctuar, en razón de las necesidades de iluminación y calefacción. Por consiguiente, los cambios estacionales podrían afectar negativamente de manera significativa el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

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

El mercado energético está sujeto 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, estas nuevas tecnologías incluyen, entre otras, 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 (energía a gas, PtG), el incremento en el suministro de energía producto de aplicación de nuevas tecnológicas 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 residenciales.

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

Es posible que la Sociedad esté sujeta al riesgo de expropiación, nacionalización 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 Sociedad tendrá derecho a recibir una compensación por la expropiación, nacionalización o toma efectiva de posesión regulatoria de la totalidad o parte de sus activos. Sin embargo, el precio recibido puede no ser el precio de mercado ni resultar suficiente para repagar la deuda de la Sociedad o ésta última podría verse obligada a iniciar acciones legales en reclamo de una remuneración justa y adecuada o para recibir dicha remuneración. Si una parte de sus activos son expropiados o nacionalizados, el negocio, tal como se realiza al momento, la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Sociedad podrían verse afectados negativamente.

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 incluye la generación de energía térmica (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. En 2019, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 27.520 sobre “Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global”, centrándose en la implementación de políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos para prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos vinculados con el cambio climático. Durante 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 1.036/2021 aprobando los Lineamientos para un Plan de Transición Energética para 2030 con el objetivo de cumplir con sus nuevos compromisos nacionales de descarbonización. En caso que Argentina adoptara requisitos adicionales, éstos últimos podrían incrementar los costos de producción de la Sociedad (incluyendo los costos vinculados con el cumplimiento tales como la supervisión o reducción de

emisiones) y afectar de manera adversa la competitividad de la Sociedad, pudiendo desplazar la demanda hacia fuentes de baja emisión de carbono, tales como energías de fuentes renovables. La descarbonización representa un aspecto importante de la dirección actual y futura de las actividades comerciales de la Sociedad. Por ejemplo, la Sociedad considera objetivos de política energética al planificar la vida operativa de las centrales eléctricas existentes que liberan carbono cuando generan energía, así como en el momento de construir nuevas centrales eléctricas. No obstante ello, dichas medidas podrían resultar insuficientes o las medidas gubernamentales dirigidas hacia de descarbonización podrían implementarse con más rapidez que lo que se prevé en la actualidad.

El cumplimiento de cambios en la legislación, reglamentaciones y obligaciones vinculadas con el cambio climático, incluso como consecuencia de acuerdos internacionales o locales o sus respectivas denuncias, podría incrementar los costos de la Sociedad vinculados con la operación y mantenimiento de las centrales termoeléctricas de la Sociedad y requerir la instalación de nuevos controles de emisiones, la adquisición de provisiones o el pago de impuestos vinculados con las emisiones de gases invernadero, u obligar a la Sociedad a gestionar y administrar un programa de emisiones de gases invernadero que, a su vez podría afectar negativamente el negocio y los resultados operativos de la Sociedad.

En caso de que la descarbonización de la industria de la energía se implemente antes de lo esperado, esto podría afectar negativamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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.

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 resultados y flujos de efectivo de la Sociedad dependen principalmente de la remuneración obtenida desde CAMMESA.

Los PPA celebrados con CAMMESA fijan la remuneración de la Sociedad, pero no puede asegurarse que dichos PPA se renovarán al producirse su extinción. Dado que las tarifas establecidas bajo el Programa de Energía Base no están vinculadas al costo de generación ni a la estructura de costos del generador, es posible que no compensen totalmente los costos ni proporcionen un margen adecuado a los generadores.

La capacidad de CAMMESA de efectuar pagos a la Sociedad depende de que CAMMESA obtenga pagos de otros agentes en el mercado de electricidad de Argentina, tales como compañías de distribución de energía eléctrica y el Gobierno Argentino. En el pasado, las compañías de distribución de energía eléctrica han incumplido de modo significativo sus obligaciones de pago, efectuado pagos parciales únicamente o realizado pagos con demoras significativas, lo cual, a su vez, ha afectado la capacidad de CAMMESA de hacer frente a sus obligaciones de pago en virtud de los acuerdos celebrados con los generadores de electricidad, entre los cuales está incluida la Sociedad. Véase "*–Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino – CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica*".

Como resultado, una porción sustancial de los ingresos de la Sociedad depende en gran medida de las acciones tomadas por las autoridades regulatorias. Cualquier cambio adicional al sistema en vigor podría tener un efecto adverso significativo en los ingresos y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen altamente de ciertos clientes clave y es posible que la Sociedad no pueda renovar sus PPA o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad en firme y electricidad en el futuro, o dichos PPA podrían ser unilateralmente modificados o rescindidos.

La Sociedad vende la mayor parte de la energía generada en sus centrales eléctricas a dos clientes estratégicos, CAMMESA e YPF. A la fecha de este Prospecto, la vigencia promedio ponderada remanente de los PPA celebrados entre la Sociedad y CAMMESA respecto de las centrales termoeléctricas y centrales de energía de fuentes renovables de la Sociedad es de aproximadamente 7 y 12 años, respectivamente, y la vigencia promedio ponderada remanente de los PPA celebrados entre la Sociedad e YPF y otros clientes industriales respecto de las centrales termoeléctricas y centrales de energía de fuentes renovables de la Sociedad es de aproximadamente 11,2 y 7 años, respectivamente.

En relación con los PPA existentes, es posible que la Sociedad no pueda renovar sus PPA o celebrar nuevos PPA con sus clientes actuales en términos favorables o en modo alguno. Además, los términos y condiciones de dichos PPA con CAMMESA pueden ser objeto de modificación o revocación en forma unilateral o incluso estar sujetos a incumplimientos contractuales por razones que se encuentren fuera del alcance de la Sociedad.

Asimismo, la Sociedad contempla vender la electricidad generada por sus proyectos de parques de generación de energía renovables en construcción, en virtud de PPA con grandes usuarios en el MATER. Sin embargo, es posible que la Sociedad no pueda 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 la nueva capacidad disponible de la Sociedad, la no renovación, la rescisión o la enmienda en una manera significativamente adversa a los intereses de la sociedad de cualquiera de sus PPA en vigencia podría tener un efecto adverso significativo en su negocio y en los resultados de sus operaciones.

El incumplimiento de los PPA o su extinción anticipada o el incumplimiento bajo las autorizaciones gubernamentales podrían afectar de manera adversa y significativa los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

En caso de incumplimiento de las obligaciones asumidas en los PPA o falta de obtención y mantenimiento de autorizaciones gubernamentales requeridas o en caso de incumplimiento de las normas y reglamentos aplicables en Argentina, podemos ser pasibles de sanciones de la SGE u otros organismos gubernamentales pertinentes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, o rescisión anticipada de nuestros PPA o revocación de las pertinentes autorizaciones gubernamentales. Por ejemplo, el incumplimiento continuo y sustancial en el suministro cuando CAMMESA así lo solicite puede constituir un supuesto de incumplimiento bajo nuestros PPA con CAMMESA. CAMMESA puede rescindir los PPA, a su opción y a partir de la fecha en que así lo determine en caso de producirse cualquiera de los supuestos de incumplimiento enumerados en los mismos, en la medida que dichos pretendidos supuestos de incumplimiento no sean debidamente subsanados. También podríamos rescindir nuestros PPA con CAMMESA ante un acaecimiento de un supuesto de incumplimiento imputable a CAMMESA. No es posible asegurar que los montos que tenemos derecho a cobrar en virtud de los PPA o la legislación aplicable en caso de cualquier rescisión anticipada de los PPA serán efectivamente recibidos o, de ser recibidos, resulten suficientes para cubrir todas nuestras pérdidas.

Por lo tanto, las sanciones pueden tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera y afectar nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

La operación de centrales eléctricas implica riesgos operativos, de disponibilidad, tecnológicos y de otra naturaleza fuera de nuestro alcance.

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

- la posibilidad de que nuestras centrales tengan un desempeño por debajo de los niveles de eficiencia de generación esperado 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 de las unidades generadoras instaladas en cada central eléctrica o debido a un despacho excesivo de energía;
- la existencia de disputas laborales o escasez de mano de obra, incluyendo nuestra 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 disminución en 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, contratistas de mantenimiento y usuarios;
- las condiciones de viento, sol y otras condiciones climáticas adecuadas, en el caso de nuestras centrales de generación de energía de fuentes renovables;
- 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 requisitos para permisos gubernamentales, 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, la imposición o modificación de nuestras obligaciones frente a 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 eléctricas;
- la existencia de gravámenes, cargas y otros defectos de título que afecten nuestros derechos sobre 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 por ello 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.

El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes

renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción.

Las operaciones de la Sociedad dependen de la provisión de ciertos servicios por parte de terceros. La Sociedad ha celebrado acuerdos de mantenimiento y suministro con su proveedor estratégico, General Electric, para las centrales térmicas Tucumán, San Miguel de Tucumán, El Bracho, Loma Campana I, Loma Campana II, LPC I y LPC II, así como los parques eólicos Los Teros, Cañadón León y General Levalle. La Sociedad ha celebrado asimismo acuerdos de mantenimiento y suministro con Sulzer, Innio y Wartsila para sus centrales generadoras Tucumán, Loma Campana Este y Manantiales Behr, con Vestas respecto de sus parques eólicos Manantiales Behr y General Levalle y con Nordex en relación con su proyecto de parque eólico CASA en construcción. En forma acorde, la disponibilidad y operación de sus centrales termoeléctricas, parques eólicos y parque solar, así como el avance de la construcción de sus proyectos de parques eólicos en construcción dependen de factores que se encuentran fuera del alcance de la Sociedad, incluyendo la calidad y continuidad de los servicios provistos por los proveedores externos de la Sociedad, el rendimiento continuo de la tecnología provista por dichos proveedores y el cumplimiento de las obligaciones contractuales de los proveedores en debido tiempo.

La Sociedad celebró un acuerdo de operación y servicio de mantenimiento con algunas afiliadas de GE Vernova para su central Loma Campana I. La central Loma Campana I permaneció inoperativa desde año de 2023 hasta agosto de 2024 como resultado del mal funcionamiento de la turbina de energía instalada en la central. En relación con estas fallas en el funcionamiento, la Sociedad ha llevado a cabo negociaciones para llegar a un acuerdo con GE Vernova y el 29 de agosto de 2024 interpuso una demanda arbitral contra las afiliadas de GE Vernova, procedimiento que se encuentra en su etapa inicial. A la fecha de este Prospecto, la central Loma Campana I reanudó la generación parcial de energía y la Sociedad lleva a cabo negociaciones con GE Vernova para poner fin a la controversia. Asimismo, como consecuencia de la inactividad de la central Loma Campana I, YPF podría rescindir el PPA celebrado con la Sociedad, en cuyo caso ésta última podrá verse en la necesidad de procurar usos alternativos para la central Loma Campana I. La rescisión del PPA por parte de YPF o cualquier reclamo por parte de YPF derivado de la inactividad de la central Loma Campana I de la Sociedad podría impactar negativamente en el negocio, la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Sociedad.

En el caso de que alguna de las entidades de las que la Sociedad depende para cumplir sus obligaciones bajo los PPA incumpliera sus obligaciones frente a la Sociedad o si la contraparte de cualquiera de los contratos significativos de la Sociedad fuera declarada en quiebra o insolvente, la capacidad de la Sociedad para llevar a cabo la expansión de su capacidad de generación y, en consecuencia, su 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, expansión y conversión de sus centrales eléctricas también podría afectar negativamente su negocio, los resultados de las operaciones y su situación financiera. Salvo que la Sociedad pueda celebrar contratos de reemplazo para obtener los servicios y equipos necesarios de fuentes alternativas (y en términos razonables), tales circunstancias podrían afectar en forma significativamente adversa su negocio y los resultados de las operaciones así como su capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

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

Las unidades de generación de electricidad de la Sociedad 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 Sociedad de generar electricidad. De conformidad con lo establecido en la mayoría de los PPA vinculados con las centrales termoeléctricas de la Sociedad y bajo el Programa de Energía Base, la Sociedad será remunerada principalmente por la disponibilidad de las centrales termoeléctricas y, en menor medida, por la energía efectivamente despachada. A su vez, de conformidad con lo establecido en los PPA relacionados con las centrales generadoras de energía de fuentes renovables, la Sociedad es remunerada por la energía efectivamente despachada al MEM a través del SADI. Si la disponibilidad de alguna o todas de las centrales termoeléctricas de la Sociedad cayera por debajo de ciertos umbrales, la Sociedad podría ser pasible de penalidades. Por lo tanto, la falta de disponibilidad imprevista de las centrales de generación de la Sociedad

podría afectar adversamente la capacidad de la Sociedad para cumplir con sus obligaciones bajo los PPA o el Programa de Energía Base y, en consecuencia, afectar adversamente su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Los contratos de construcción 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 los contratistas.

Hemos suscripto ciertos contratos de construcción con afiliadas de General Electric, Vestas, Wartsila, AESA y Nordex, entre otras, y nos encontramos actualmente en negociación de nuevos contratos de construcción, para completar la adquisición, ingeniería, construcción, pruebas y puesta en servicio de algunos de nuestros proyectos.

De conformidad con los contratos de construcción celebrados con nuestros contratistas, la responsabilidad de éstos se encuentra limitada y excluye el lucro cesante, las utilidades proyectadas, los daños incidentales y otros daños indirectos. Contemplamos que los contratos de construcción que actualmente se encuentran en negociación incluirán limitaciones similares. En caso de que por motivos atribuibles a nuestros contratistas u otros proveedores, la construcción de nuestras centrales eléctricas sufriera retrasos, defectos, daños o el incumplimiento de las normas de diseño o desempeño, podemos incurrir en costos significativos de finalización o reparación, así como ser pasibles de sanciones significativas en virtud de algunos PPA, o la recisión de estos últimos. Dadas las cláusulas de limitación de responsabilidad incluidas en estos contractos de construcción, las indemnizaciones por daños que podemos obtener de nuestros contratistas podrían ser, 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 indemnizaciones por daños percibidas en virtud de nuestros contratos de construcción u otros contratos que contemplamos celebrar no sean suficientes para cubrir todas nuestras pérdidas, lo cual puede afectar en forma significativamente adversa nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Las controversias entre los accionistas de la Sociedad o entre la Sociedad y sus accionistas podrían afectar a su gerencia y a las asambleas de accionistas.

A la fecha del presente Prospecto, YPF y GE Vernova son los titulares de participaciones beneficiarias equivalentes al 75,01% y 24,99%, respectivamente, del capital social de la Sociedad. De conformidad con el Acuerdo de Accionistas, se requiere el consentimiento de GE Vernova con respecto a ciertas acciones o decisiones. Véase "*Accionistas Principales - Acuerdo de Accionistas*". Si se produjeran controversias en el futuro entre los accionistas de la Sociedad, no resulta posible predecir si éstas podrían derivar en una paralización en la actividad de la gerencia o provocar una distracción en la atención de sus miembros.

Asimismo, como resultado del proceso arbitral de la Sociedad contra las afiliadas de GE Vernova, la relación entre la Sociedad y GE Vernova podría verse afectada negativamente. Véase "*Riesgos relacionados con la Emisora - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción"* del presente Prospecto.

La Sociedad podría no estar en condiciones de resolver conflictos potenciales entre sus accionistas o entre la Sociedad y sus accionistas y, aun cuando pudiera hacerlo, la solución de dichas controversias podría ser desfavorable para la Sociedad.

Las actividades de la Sociedad 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 Sociedad, como también para mejorar las capacidades de sus centrales 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 Sociedad. Si la Sociedad no puede financiar dichas inversiones en bienes de capital o no logra hacerlo en términos que le resulten satisfactorios, sus actividades, situación financiera y el resultado de sus operaciones podrían verse negativamente afectados. La capacidad de financiamiento de la Sociedad podría verse afectada en forma adversa por las restricciones del mercado en materia de disponibilidad de financiamiento para compañías argentinas.

Es posible que las pólizas de seguro de la Sociedad no cubran plenamente los daños y es posible que la Sociedad no pueda obtener cobertura de seguro respecto de ciertos riesgos.

La Sociedad contrata cobertura de seguros para mitigar los principales riesgos inherentes en la industria en la cual opera. En la actualidad, no existen pólizas de seguro en Argentina que brinden cobertura respecto de ciertos riesgos, tales como los riesgos ambientales. La Sociedad no puede asegurar al inversor la disponibilidad o suficiencia de la cobertura de riesgo en relación con cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produce un siniestro u otro hecho que no esté cubierto por sus actuales pólizas de seguro, si las pérdidas son mayores que el monto de la cobertura de seguro o si las compañías de seguro no indemnizan a la Sociedad por las pérdidas cubiertas bajo las pólizas de seguro, la Sociedad podría experimentar pérdidas significativas o verse obligada a desembolsar montos significativos de sus propios fondos, hechos que podrían afectar negativamente su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

La Sociedad no puede asegurar al inversor que una insuficiencia en sus pólizas de seguro no tendrá un efecto adverso sobre la misma.

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

La Sociedad puede estar obligada a obtener y mantener seguros de caución para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones de acuerdo con sus PPA con CAMMESA hasta alcanzar la fecha de habilitación comercial o durante la vigencia de dichos PPA 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 Sociedad podría estar sujeta a la obligación de devolver los desembolsos realizados bajo cualquiera de dichos instrumentos en el caso de que deban realizarse desembolsos debido a que la Sociedad no ha cumplido satisfactoriamente sus obligaciones en virtud de los PPA celebrados por ésta o en relación con los acuerdos respecto de los cuales pueden expedirse dichos instrumentos.

La falta de mantenimiento o presentación de seguros de caución por incumplimiento o garantías de otro tipo, o cualquier incumplimiento de las obligaciones potenciales de reembolso derivadas de desembolsos bajo dichos instrumentos, podría tener un efecto adverso significativo sobre el negocio y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Circunstancias fuera del alcance de la Sociedad podrían impedirle lograr, o demorar, la operación comercial de sus proyectos en construcción.

La Sociedad cuenta con proyectos de expansión en construcción para parques eólicos y un parque solar que, una vez finalizados, incrementarán su capacidad de generación instalada. Asimismo, la Sociedad ha participado y continuará participando en procesos de licitación para proyectos de generación de fuentes de energía térmica y renovable anunciados por el Gobierno Argentino y el sector privado. No obstante ello, no se puede garantizar que las ofertas de la Sociedad resulten adjudicatarias o que podrá celebrar nuevos PPA en el futuro.

Las demoras en la construcción o inicio de las operaciones respecto de los proyectos de expansión de la Sociedad podrían dar lugar a un incremento en sus necesidades financieras y asimismo provocar que los rendimientos

financieros de las nuevas inversiones sean inferiores a los previstos, lo cual podría afectar negativamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad. Entre los factores que pueden tener impacto en la capacidad de la Sociedad de construir, o iniciar operaciones en, sus nuevas centrales, es dable destacar los siguientes: (i) la imposibilidad de los contratistas de completar o poner en servicio las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha acordada o dentro del presupuesto; (ii) las demoras imprevistas de terceros en proporcionar o aceptar hitos de proyecto para la construcción o desarrollo de la infraestructura necesaria vinculada al negocio de generación de la Sociedad; (iii) las demoras o incumplimientos de los proveedores de turbinas de la Sociedad en proporcionar turbinas plenamente operativas de manera oportuna; (iv) las dificultades o demoras en obtener el financiamiento necesario en términos satisfactorios para la Sociedad o de obtener dicho financiamiento en absoluto; (v) las demoras en obtener aprobaciones regulatorias, incluyendo permisos ambientales; (vi) el dictado de resoluciones en sede judicial contra autorizaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o incremento en el precio de equipos que se refleje en pedidos de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de grupos políticos, ambientales y étnicos a nivel local y/o internacional; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio de Argentina; (xi) problemas imprevistos relacionados con ingeniería, medio ambiente y geología y (xi) desastres naturales y condiciones sanitarias y climáticas adversas (incluyendo rayos, formación de hielo en álabes, terremotos, tornados, vientos extremos, tormentas severas, incendios no controlados, pandemias y epidemias), accidentes u otros acontecimientos imprevistos.

La Sociedad no puede asegurar al inversor que los proyectos de construcción no sufrirán demoras por motivos que se encuentran fuera del alcance de la Sociedad, que ésta obtendrá financiamiento en términos que sean favorables, que obtendrá las autorizaciones necesarias a tiempo (o que las obtendrá en absoluto) o que los excesos en costos no tendrán carácter significativo.

El equipamiento, instalaciones y operaciones de la Sociedad se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente, sanidad y seguridad y las operaciones de generación de la Sociedad pueden requerir el manejo de sustancias peligrosas, lo que podría tener impacto en el negocio de la Sociedad.

Las actividades de generación de la Sociedad se encuentran sujetas a legislación federal y provincial, así como a la supervisión de organismos de gobierno y entes reguladores responsables de la implementación de leyes y políticas sobre medio ambiente. La Sociedad trabaja cumpliendo con la legislación vigente y la instrucción de los organismos competentes y de CAMMESA, sin embargo, es posible que la Sociedad se viera sujeta a regulaciones, lo cual podría dar lugar a la imposición de multas. Futuras regulaciones ambientales podrían exigir que Sociedad realice inversiones para cumplir los requisitos determinados por las autoridades, en lugar de efectuar otras inversiones programadas y, como resultado, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Asimismo, como parte de su negocio, la Sociedad maneja, almacena y gestiona en sus instalaciones los combustibles y materiales que se utilizan en sus centrales termoeléctricas y centrales generadoras de energía de fuentes renovables. Todo siniestro que involucre los combustibles u otros materiales podría tener consecuencias ambientales adversas, causar lesiones corporales a su personal, y podría dañar el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

La Compañía puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos que pueden afectar negativamente su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

El negocio de la Sociedad podría exponerla a contiendas relacionadas con procedimientos laborales, regulatorios, ambientales, impositivos y administrativos, investigaciones de autoridades gubernamentales, demandas por responsabilidad extra-contractual, controversias sobre cuestiones contractuales y acciones penales, entre otras cuestiones. En el giro habitual de los negocios, la Sociedad celebra contratos con clientes, adquirentes, contratistas, proveedores y otras partes que podrían derivar en controversias. Si bien actualmente la Sociedad no tiene litigios o procedimientos administrativos significativos, los litigios y/o procedimientos regulatorios son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, se dictan sentencias que resultan excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales e investigaciones podrían dar lugar a compensaciones pecuniarias de carácter significativo, lo que incluye el pago de indemnizaciones, o medidas cautelares que podrían afectar

negativamente la capacidad de la Sociedad de llevar a cabo sus actividades comerciales, como también tener un efecto adverso significativo en su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

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

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

En relación con las potenciales operaciones de adquisición e inversión, la Sociedad 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; (iv) falta de financiación para proveer fondos para dicha adquisición o (v) 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 Sociedad.

En caso 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 que la Sociedad adquiera en el futuro otra compañía del sector energético, dicha adquisición podría estar sujeta a la aprobación de la CNDC de conformidad con la Ley de Defensa de la Competencia N° 27.442 de Argentina.

La CNDC determinará si una adquisición sujeta a su aprobación previa 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. Una combinación de negocios efectuada por la Sociedad podría ser rechazada por la CNDC, o ésta última podría tomar alguna medida tendiente a imponer condiciones o compromisos de cumplimiento a la Sociedad, como parte del proceso de aprobación. De ser así, ello podría afectar negativamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad, impidiéndole a ésta materializar los beneficios previstos de dicha adquisición.

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

El desempeño actual y futuro de la Sociedad así como la implementación exitosa de su estrategia y la operación de su negocio dependen de los miembros de su alta gerencia y de su personal clave. La competencia para personal clave y altos directivos es intensa, y la Sociedad podría verse imposibilitada de retener a su personal o atraer más personal calificado, tal como altos directivos, personal técnico y demás empleados, o de poder hacerlo en tiempo oportuno. Asimismo, la capacidad de la Sociedad de retener a los miembros calificados de su alta gerencia y personal clave depende de su capacidad de atraer, capacitar y motivar a dicho personal. La pérdida de un alto directivo puede implicar que los restantes funcionarios ejecutivos tengan que desviar atención inmediata y substancial de sus tareas y buscar un reemplazo. El hecho de no poder retener a personal clave o la imposibilidad de cubrir vacantes en los cargos de alta gerencia en forma oportuna podría tener un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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

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

Adicionalmente, la Sociedad no mantiene una cobertura de seguro por interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores o en el supuesto que dichas interrupciones ocasionaran daños significativos en sus instalaciones, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones. Adicionalmente la Sociedad podría afrontar presiones significativas de los sindicatos de trabajadores para incrementar salarios y obtener otros beneficios, particularmente en el caso de inflación. Los incrementos salariales u otros beneficios para empleados podrían tener un efecto adverso significativo en los resultados de las operaciones de la Sociedad. Asimismo, las huelgas, suspensión de tareas u otras acciones sindicales o laborales podrían tener un efecto adverso significativo en el negocio y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

La Sociedad está sujeta a las leyes anticorrupción, antisoborno y prevención de actividades de lavado de dinero, además de otras leyes y reglamentaciones.

La Sociedad está sujeta a las leyes anticorrupción, antisoborno, además de otras leyes y reglamentaciones. La Sociedad ha desarrollado un programa integral de cumplimiento y cuenta con políticas y procedimientos internos que han sido diseñados para asegurar el cumplimiento de leyes y reglamentaciones sobre fraude, antisoborno y anticorrupción. Las políticas y procedimientos internos de la Sociedad han sido diseñados para prevenir razonablemente o detectar prácticas inadecuadas, fraude o violaciones de dichas leyes y reglamentaciones por parte de sus empleados, directores, funcionarios, socios, agentes y proveedores. La inobservancia de dichas leyes y reglamentaciones podría tener un efecto adverso significativo en el negocio, la reputación, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad. Asimismo la Sociedad podría quedar sujeta a una o más medidas coercitivas, investigaciones y procedimientos llevados a cabo por las autoridades con motivo de un supuesto incumplimiento de dichas leyes, lo cual puede dar lugar a penalidades, multas, sanciones u otras formas de responsabilidad y, a su vez, tener un efecto adverso significativo en la reputación, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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

Nuestras operaciones pueden afectar negativamente a 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 las centrales de generación, 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 crédito mercantil de la Sociedad. La operación de nuestras centrales termoeléctricas actuales también puede afectar nuestro crédito mercantil entre dichos grupos de interés, como resultado de emisiones 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. La operación de las centrales de generación de energía también podría afectar a los grupos de interés como consecuencia de ruidos, intermitencia u otros impactos derivados de la operación. 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 nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

El negocio de la Sociedad 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 Sociedad utiliza podrían verse dañados a causa de inundaciones, incendios, terremotos u otros desastres catastróficos provocados por causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional. La Sociedad podría experimentar graves interrupciones en sus actividades y mermas significativas en sus ingresos a causa de una menor demanda resultante de una catástrofe, o bien incurrir en considerables costos adicionales no contemplados en las cláusulas de las pólizas de seguro por lucro cesante. Es posible que transcurra un lapso de tiempo importante entre el acaecimiento de un accidente mayor, una catástrofe o un ataque terrorista y el

cobro de la indemnización final de las pólizas de seguro de la Sociedad, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y, en cualquier caso, a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos negativos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Sociedad y de los consumidores, en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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

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

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.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables pueden no ser una inversión adecuada para todos los inversores.

Cada potencial inversor en Obligaciones Negociables debe determinar la idoneidad de dicha inversión a la luz de sus propias circunstancias. En particular, cada potencial inversor deberá:

- tener el conocimiento y la experiencia suficientes para hacer una evaluación significativa de las Obligaciones Negociables, de las ventajas y los riesgos de invertir en ellas, y de la información contenida en este Prospecto y el Suplemento de Prospecto correspondiente;

- tener acceso a, y conocimiento de, los instrumentos analíticos adecuados para evaluar, en el contexto de su situación financiera específica, una inversión en las Obligaciones Negociables y el impacto que las Obligaciones Negociables tendrán en su cartera de inversiones en general;

- disponer de recursos financieros y liquidez suficientes para asumir todos los riesgos de una inversión en las Obligaciones Negociables, comprender a fondo los términos de las Obligaciones Negociables y estar familiarizado con el comportamiento de cualquier índice relevante y de los mercados financieros; y

- ser capaz de evaluar (solo o con la ayuda de un asesor financiero) los posibles escenarios económicos, variaciones de la tasa de interés y otros factores que puedan afectar su inversión y a su capacidad para asumir los riesgos aplicables.

Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas al pago de nuestro endeudamiento garantizado.

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Prospecto, 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 Prospecto 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 Prospecto o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera. 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 Prospecto o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera. Al 31 de diciembre de 2024, el monto de nuestra deuda senior garantizada asciende a US$ 92,0 millones.

Nuestro endeudamiento podría afectar adversamente nuestra situación financiera e impedirnos cumplir con nuestras obligaciones, incluidas nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables.

Al 31 de diciembre de 2024, tenemos préstamos no garantizados pendientes por US$ 985,9 millones y préstamos pendientes asegurados por US$ 92,0 millones, por un monto total de US$ 1.077,9 millones, incluyendo préstamos de capital circulante, comisiones e intereses devengados. Además, tenemos la intención de incurrir en endeudamiento adicional para financiar nuestra estrategia de expansión.

El nivel de nuestro endeudamiento podría tener consecuencias importantes para el inversor que decir invertir en Obligaciones Negociables, incluyendo las siguientes:

- puede limitar nuestra capacidad de tomar dinero en préstamo para financiar nuestras necesidades de capital de trabajo e inversiones de capital;

- puede limitar nuestra flexibilidad para planificar o reaccionar ante los cambios en nuestro sector empresarial e industrial, en particular nuestra capacidad para aprovechar las futuras oportunidades de negocio;

- puede hacernos más vulnerables a una desaceleración en nuestro sector empresarial o industrial, así como en la economía argentina o internacional, incluyendo aumentos en las tasas de interés, fluctuaciones en el tipo de cambio de divisas y volatilidad del mercado;

- puede colocarnos en una situación de desventaja competitiva en comparación con nuestros competidores con menores niveles de endeudamiento;

- puede hacer más difícil para nosotros generar suficiente flujo de fondo para satisfacer nuestras obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables;

- una parte importante de nuestro flujo de fondo proveniente de las operaciones se dedicará al pago de nuestro endeudamiento, y no estará disponible para otros fines; y

- habría un efecto adverso significativo en nuestro negocio y situación financiera si no pudiéramos pagar nuestro endeudamiento u obtener financiamiento adicional según sea necesario.

Aunque determinados compromisos asumidos por la Sociedad en el marco de financiamientos restringirán nuestra capacidad de incurrir en deuda adicional, estas restricciones están sujetas a una serie de salvedades y excepciones, y el endeudamiento en el que podamos incurrir en cumplimiento de estas restricciones podría ser significativo.

Es posible que no podamos generar la cantidad significativa de flujo de fondo necesaria para pagar los intereses y el capital de todos nuestros endeudamientos a su vencimiento, incluyendo el capital y los intereses de las obligaciones negociables de la Sociedad en circulación y cualquier endeudamiento futuro, lo que podría resultar en nuestra incapacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables. Además, es posible que tengamos que refinanciar nuestro endeudamiento a su vencimiento, incluyendo las Obligaciones Negociables, y no podemos garantizar que podremos hacerlo.

Es posible que no podamos hacer frente a los pagos programados de nuestro endeudamiento o no podamos refinanciar dicho endeudamiento, incluidas las Obligaciones Negociables.

Nuestra capacidad para refinanciar y realizar los pagos programados de nuestro endeudamiento, incluyendo las Obligaciones Negociables, depende de, y está sujeta a, nuestro desempeño financiero y operativo, el cual a su vez se ve afectado por factores económicos, financieros, competitivos, comerciales y de otro tipo, locales y regionales, incluyendo la disponibilidad de financiamiento en los mercados bancario y de capitales, así como los demás riesgos descritos en el presente. No podemos asegurar que nuestro negocio genere suficiente flujo de caja proveniente de actividades operativas o que dispondremos de préstamos futuros en una cantidad suficiente para pagar nuestro endeudamiento, incluyendo las Obligaciones Negociables, para refinanciar nuestro endeudamiento o para financiar otras necesidades de liquidez. Si no podemos cumplir con nuestras obligaciones de endeudamiento o no podemos financiar otras necesidades de liquidez, tendremos que reestructurar o refinanciar la totalidad o una parte de nuestro endeudamiento, incluyendo las Obligaciones Negociables, lo que podría ocasionar el incumplimiento de nuestras obligaciones de deuda y deteriorar nuestra liquidez. Cualquier refinanciamiento de nuestro endeudamiento podría ser a tasas de interés más altas y podría requerir que cumpliéramos con compromisos más onerosos, lo que podría restringir aún más nuestras operaciones comerciales.

Las variaciones en las tasas de interés de los acuerdos de financiación actuales y/o futuros de la Emisora podrían derivar en aumentos significativos en sus costos financieros.

En virtud de lo dispuesto en acuerdos de financiación, la Emisora se encuentra autorizada a tomar fondos en préstamo para financiar la compra de activos, incurrir en gastos de capital, cancelar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Una variación sustancial en las tasas de interés podría dar lugar a cambios significativos en el

monto destinado al servicio de deuda y en los gastos por interés de la Emisora, y como tal, afectar sus resultados y su condición financiera.

Podrá no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables.

Puede que no exista un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables. Podremos solicitar la negociación de las Obligaciones Negociables de una clase o serie en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Multilateral Trading Facility in Europe ("**Euro MTF**"), en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("**BYMA**") y en A3 Mercados S.A. (entidad resultante de la fusión entre Mercado Abierto Electrónico S.A. y MATBA ROFEX S.A., efectiva a partir del 5 de marzo de 2025) ("**A3 Mercados**") o cualquier otro mercado de valores autorizado. No obstante, no podemos garantizar que se aceptarán estas solicitudes. Si las Obligaciones Negociables fueran negociadas luego de su emisión inicial, podrán negociar a descuento a su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés prevalecientes, el mercado de títulos similares, las condiciones económicas generales y su comportamiento financiero.

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

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

Las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas en base a una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores 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 según se describa en el correspondiente Suplemento de 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 Prospecto. 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 adquiridas.

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 la Emisora en la medida que sean determinados como esenciales para la prestación de un servicio público por un tribunal argentino.

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

No se puede asegurar que la calificación otorgada a las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Régimen de Emisor Frecuente no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora.

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

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 la Compañía en Argentina, ya sea para hacer valer una sentencia dictada en el extranjero o en Argentina, la Compañía podría no estar obligada a satisfacer dichas obligaciones en una moneda distinta del peso o la moneda de curso legal en Argentina vigente en ese momento. En consecuencia, los inversores podrían sufrir una negativa si los inversores no pudieran adquirir en el mercado cambiario argentino los dólares estadounidenses u otras monedas equivalentes al tipo de cambio vigente. Bajo las regulaciones cambiarias existentes en Argentina, los inversores extranjeros no pueden adquirir dólares estadounidenses u otras monedas en el Mercado de Cambios oficial 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) en virtud del pago de intereses o del capital de deuda. Sin embargo, estas reglamentaciones cambiaras podrían ser eliminadas, suspendidas o modificadas sustancialmente.

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 describa en el respectivo Suplemento de 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 en un incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables. 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 las Obligaciones Negociables, 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.

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían votar de manera diferente a otros acreedores.

En caso que la Sociedad se encontrare sujeta a concurso preventivo, acuerdo preventivo extrajudicial, y/o procedimientos similares, la legislación argentina vigente aplicable a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), estarán sujetos a las disposiciones de la Ley N° 24.522 (la "**Ley de Concursos y Quiebras**"), y sus modificatorias, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser ejecutables.

La Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferente para los tenedores de obligaciones negociables respecto del utilizado por otros acreedores quirografarios a los efectos de calcular las mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras (que requiere la mayoría absoluta de los acreedores que representen dos tercios de la deuda quirografaria). Bajo este sistema, los tenedores de Obligaciones Negociables pueden tener un poder de negociación significativamente menor que otros acreedores financieros en caso de proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos.

Además, ciertos precedentes jurisprudenciales argentinos han establecido que aquellos tenedores de Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar no deben ser computados a los efectos de calcular dichas mayorías. Como resultado de estos procesos concursales o de reestructuración de pasivos, el poder de negociación de los tenedores de Obligaciones Negociables puede verse disminuido en comparación con otros acreedores financieros y comerciales.

Desinversión de YPF

Entre agosto 2024 y marzo 2025 YPF celebró acuerdos de cesión para la desinversión de ciertos activos de producción convencional de hidrocarburos. Dicho proceso continúa avanzando y como consecuencia de ello, YPF Luz podría ver afectada su comercialización de energía en los sitios donde YPF era el cliente y tomador de la misma, pudiendo así verse afectados los resultados económicos y financieros de la Compañía. Como resultado de dicho proceso, no podemos asegurar que podremos vender la energía actualmente comercializada a YPF a otros clientes o tendrá que ser vendida en el mercado spot, afectando negativamente la capacidad económica y financiera de la Compañía.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Historia y desarrollo

La Emisora se constituyó en agosto de 2013 como resultado de una escisión de Pluspetrol Energy S.A. y el aporte de ciertos activos de generación de energía eléctrica por parte de YPF, principalmente la central térmica San Miguel de Tucumán, junto con ciertas operaciones de petróleo y gas en el Área Ramos. En marzo de 2018, GE EFS Power Investments B.V., una afiliada de Ge Vernova, suscribió el 24,99% del capital accionario de la Emisora.

Desde 2013 hasta el segundo trimestre de 2024, la Emisora experimentó un crecimiento significativo de su capacidad instalada, reflejando su expansión estratégica y el compromiso con el abastecimiento de energía confiable. En 2013, tenía una capacidad instalada de aproximadamente 0,8 GW. Para fines de 2017, la capacidad instalada se había incrementado a aproximadamente 1,4 GW, y para fines de 2019, se había incrementado a aproximadamente 1,8 GW, de los cuales 1,7 GW correspondían a fuentes de origen térmico y 0,1 GW a fuentes renovables. En 2020, la Emisora continuó incrementando su capacidad instalada a aproximadamente 2,2 GW, de los cuales 2,0 GW correspondían a fuentes de origen térmico y 0,2 GW a fuentes renovables, y para fines de 2022, la capacidad instalada alcanzó aproximadamente 2,5 GW, de los cuales 2,1 GW correspondían a fuentes de origen térmico y 0,4 GW a fuentes renovables. En 2023, la capacidad instalada de la Emisora se incrementó a aproximadamente 3,2 GW, de los cuales 2,7 GW correspondían a fuentes de origen térmico y 0,5 GW a fuentes renovables. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora es propietaria y opera quince centrales eléctricas con una capacidad instalada neta total de 3.299 MW, de los cuales 652 MW corresponden a capacidad instalada renovable.

Durante 2017 y 2018, la Emisora completó la construcción de sus centrales térmicas Loma Campana Este, Loma Campana I, Loma Campana II y el Parque Eólico Manantiales Behr, y completó la adquisición de sus centrales LPC I y LPC II.

En 2019, como parte de sus esfuerzos constantes de acceso a los mercados de capitales y en respaldo de sus planes de expansión, la Emisora emitió dos bonos por un valor nominal total de US$500 millones. La Emisora destinó los fondos que obtuvo de la emisión de estos bonos a la inversión en proyectos energéticos nuevos y existentes, y a mejorar el crecimiento sostenible y la estabilidad financiera.

Durante 2020 y 2021, la Emisora completó la construcción de sus centrales TV El Bracho, LPC II y Manantiales Behr, y los parques eólicos Los Teros y Cañadón León. Estos proyectos sumaron un total de 645 MW a la capacidad instalada y representaron una inversión total de aproximadamente US$900 millones. Este hito significativo subrayó el compromiso de la Emisora con la mejora de su infraestructura energética y el apoyo a la creciente demanda de un suministro de energía eléctrica confiable.

En febrero de 2022, la Emisora emitió su primer bono verde para financiar sus inversiones en el Parque Solar Zonda, y como parte de su compromiso con la sostenibilidad ambiental y su objetivo de reducir su huella de carbono. A través de la emisión de este bono verde, la Emisora obtuvo fondos por un monto de US$ 63,9 millones.

En abril de 2023, la Emisora aumentó su participación en la central térmica Central Dock Sud, que se encuentra ubicada en la Provincia de Buenos Aires y posee una capacidad instalada de 861 MW respecto de sus turbinas de Ciclo Combinado, y una capacidad instalada de 72 MW respecto de dos turbinas de Ciclo Abierto (36 MW cada una).

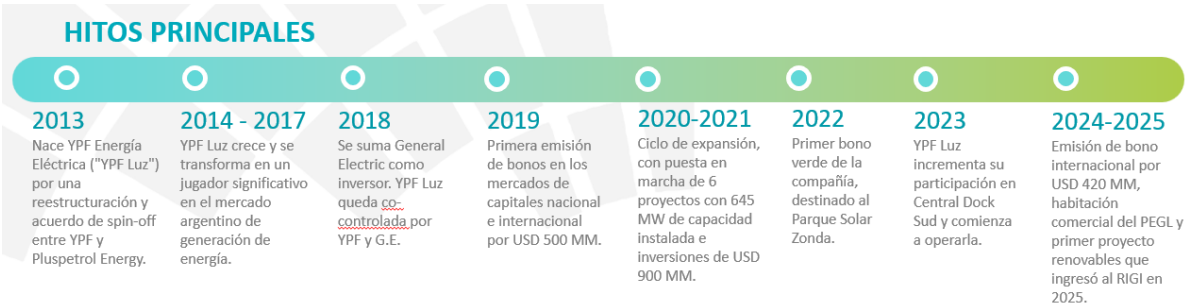
En mayo de 2023, el parque solar Zonda entró en operación. Se encuentra ubicado en la Provincia de San Juan y posee 170.880 paneles solares con la capacidad de generar más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER. El 2 de abril de 2024, GE Vernova anunció su escisión de General Electric. Como resultado de esta escisión, General Electric dejó de controlar a GE EFS y GE Vernova controla a GE EFS.

El 16 de octubre de 2024, la Emisora logro refinanciar en el mercado internacional sus Obligaciones Negociables Clase II por un valor nominal de US$ 400.000.000, emitiendo nuevas Obligaciones Negociables Clase XVIII por un valor nominal de US$ 420.000.000 a una tasa fija nominal del 7,875% con vencimiento en octubre de 2032.

El 08 de enero de 2025, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución 1/2025 del Ministerio de Economía quien, en su carácter de Autoridad de Aplicación del RIGI, resolvió aprobar la solicitud de adhesión a dicho régimen oportunamente presentada por Luz del Campo S.A., una subsidiaria 100% controlada por la Emisora, para su proyecto de construcción del Parque Solar Fotovoltaico "El Quemado", fijando como fecha de adhesión al RIGI el día 16 de diciembre de 2024.

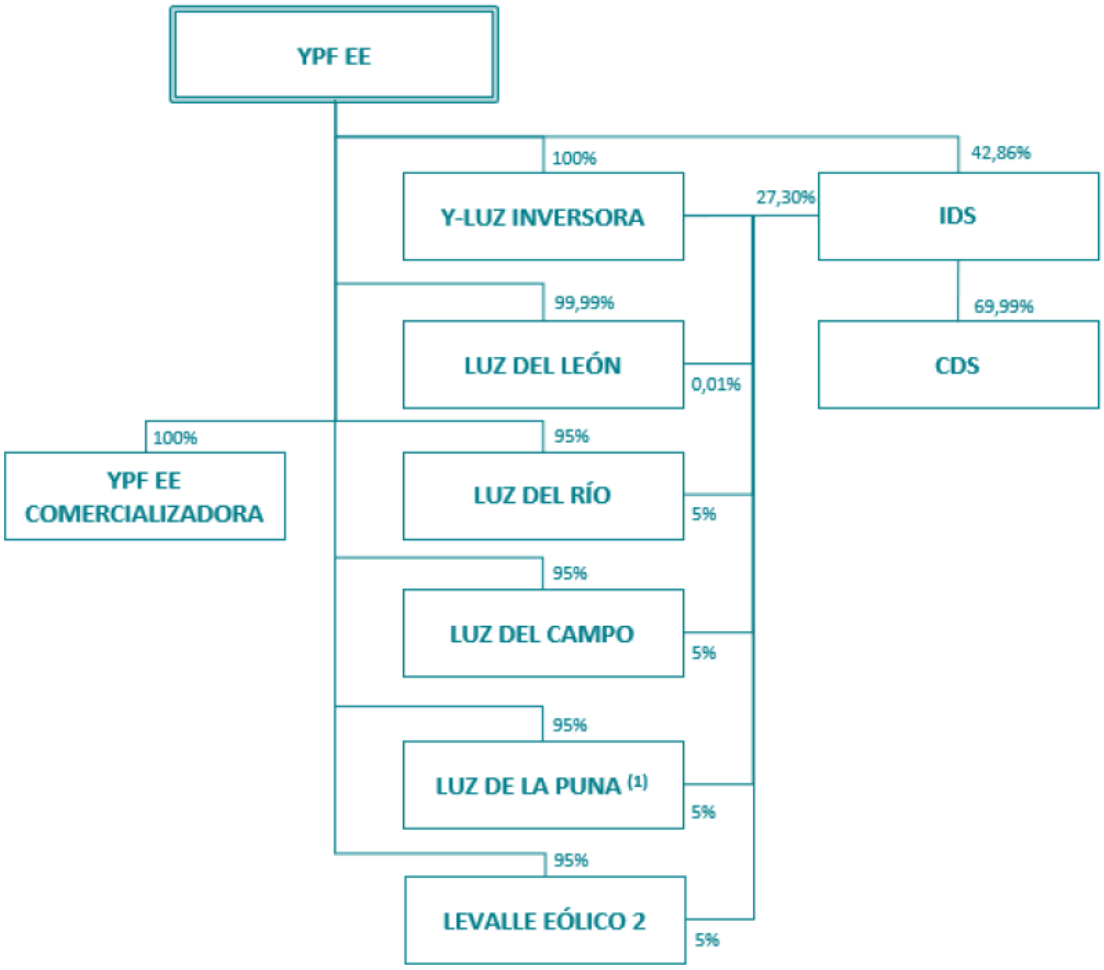
A la fecha del presente Prospecto, la actividad principal de la Emisora consiste en la generación de energía eléctrica a través de sus centrales térmicas, parques eólicos y su parque solar ubicados en las provincias argentinas de Tucumán, Neuquén, Chubut, Buenos Aires, San Juan, Córdoba y Santa Cruz. Actualmente se encuentra en proceso de construcción de un parque eólico y un parque solar en las provincias argentinas de Buenos Aires, Córdoba y Mendoza.

El cuadro a continuación resume los hitos principales de la historia de la Emisora:



Estructura Societaria

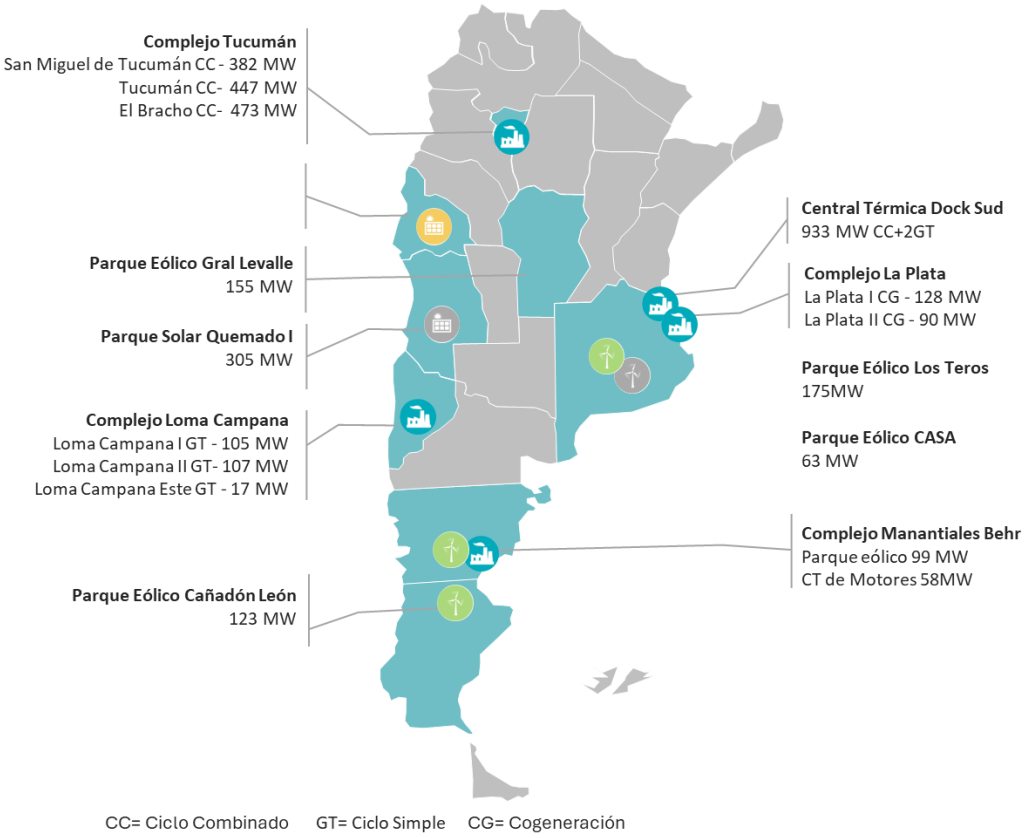
El cuadro a continuación resume la estructura societaria de la Emisora a la fecha del presente Prospecto:



(1) Anteriormente Levalle Eólico 1 S.A.

Activos de Generación de Energía

Los activos de generación de la Emisora son confiables y eficientes para el sector energético de Argentina. Las plantas de generación de energía de la Emisora se encuentran ubicadas en las provincias de Tucumán, al norte del país, San Juan y Mendoza, al oeste, Neuquén, Chubut y Santa Cruz, en la región sur, y Buenos Aires y Córdoba, en el centro del país, lo que le permite a la Emisora entregar energía a través de múltiples nodos del SADI. El mapa a continuación muestra la ubicación de los activos de generación y los proyectos en construcción:



Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, los ingresos de la Emisora bajo sus PPA con CAMMESA, sus PPA con YPF, sus PPA con otros clientes industriales, y el régimen Energía Base representaron el 49,1%, 23,6%%, 11,7% y 15,4% de sus ingresos, respectivamente. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, los ingresos bajo sus PPA con CAMMESA, sus PPA con YPF, sus PPA con otros clientes industriales, y el régimen Energía Base representaron 46,9%%, 22,6%%, 13,3% y 17,0%% de los ingresos, respectivamente. Los ingresos restantes provienen principalmente de sus ventas de combustibles y otros servicios.

La Emisora ha celebrado PPA de largo plazo con CAMMESA respecto de sus centrales eléctricas Tucumán, San Miguel de Tucumán, El Bracho, Loma Campana II, LPC II y Central Dock Sud, y con YPF respecto de las centrales Loma Campana I, Loma Campana Este, LPC I, LPC II y Manantiales Behr. A la fecha del presente Prospecto, el promedio ponderado de la vida residual de los PPA de la Emisora, incluidas todas sus centrales térmicas operativas, es de aproximadamente 6,9 años. Asimismo, la Emisora ha celebrado PPA de largo plazo con CAMMESA respecto de su parque eólico Cañadón León, con YPF respecto de sus parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y Cañadón León, y con otros clientes industriales respecto de sus parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y el parque solar Zonda. A la fecha del presente Prospecto, el promedio ponderado de la vida residual de sus PPA respecto de todas sus plantas renovables es de aproximadamente 7,8 años. Para nuestros PPA, la vida media restante ponderada por ingresos en la fecha de este Prospecto es de aproximadamente 8 años.

Las centrales eléctricas Tucumán, San Miguel de Tucumán, LPC I y Central Dock Sud se despachan bajo el régimen Energía Base. Generalmente, el régimen de Energía Base se aplica a las centrales térmicas de mayor antigüedad del país. En virtud del régimen de Energía Base, el generador de energía es remunerado principalmente por la disponibilidad de las plantas y recibe pagos variables en función de la electricidad efectivamente despachada. Las tarifas bajo el régimen Energía Base son abonadas por CAMMESA y ajustadas por resolución de la Secretaría de Energía. La remuneración bajo el régimen de Energía Base se encuentra actualmente denominada en pesos argentinos. Con fecha 28 de enero de 2025 la Secretaría de Energía publicó la RES N° 21/2025, en la cual, se reemplaza el art 8 de la RES SE N°95/2013, estableciendo que a partir del 1° de marzo de 2025 se reconocerán los costos de combustibles propios valorizándolos al correspondiente precio de referencia. Es decir, el

combustible necesario para producir la energía que genera la Emisora puede ser autogestionado. De no ser así, el mismo será provisto por CAMMESA sin cargo, y el precio que recibe como generadora se determina sin contabilizar el gas natural o el combustible que suministra CAMMESA.

La Emisora produce asimismo vapor en sus centrales eléctricas LPC I y LPC II, que tienen una capacidad instalada de entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora, y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente. La Emisora vende el vapor producido en sus centrales LPC I y LPC II a YPF en virtud de contratos de abastecimiento de vapor con un plazo de 15 años, celebrados en enero de 2018 y octubre de 2020, respectivamente. Los ingresos provenientes de las ventas de vapor correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a Ps. 35.109 millones y Ps. 12.293 millones, respectivamente (3.009.754 toneladas métricas y 3.013.832 toneladas métricas, respectivamente), que representaron 7,2% y 7,8%, respectivamente, de sus ingresos por dichos períodos.

La central térmica Tucumán es de Ciclo Combinado y cuenta con dos turbinas de gas Siemens, una turbina de vapor General Electric y dos calderas de recuperación de calor (HRSG) Nooter Eriksen con una capacidad instalada total 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 calderas de recuperación de calor CMI con una capacidad instalada combinada de 382 MW. Las centrales Tucumán y San Miguel de Tucumán tuvieron un factor de disponibilidad combinado del 85,4% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Las centrales térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán tuvieron un factor de disponibilidad del 80,9% y del 89%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

La central térmica El Bracho, que se encuentra ubicada en la Provincia de Tucumán y es parte del Complejo Tucumán, consiste en dos etapas. La primera etapa, denominada TG El Bracho, posee una turbina de gas suministrada por General Electric con una capacidad instalada de 274 MW. TG El Bracho alcanzó la habilitación comercial el 27 de enero de 2018 y logró un factor de disponibilidad del 94% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La segunda etapa, denominada TV El Bracho, posee una turbina de vapor suministrada por General Electric con una capacidad instalada de 199 MW. TV El Bracho alcanzó la habilitación comercial el 23 de octubre de 2020 y logró un factor de disponibilidad del 96% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Las centrales térmicas Loma Campana I, Loma Campana II y Loma Campana Este, ubicadas en la zona de explotación de hidrocarburos no-convencionales conocida como “Vaca Muerta”, en la Provincia de Neuquén, comenzaron sus operaciones comerciales el 15 de noviembre de 2017, el 30 de noviembre de 2017 y el 13 de julio de 2017, respectivamente, y tienen una capacidad instalada de 105 MW, 107 MW y 17 MW, respectivamente. Loma Campana I y Loma Campana II operan con turbinas de gas de Ciclo Abierto del tipo aeroderivativas, marca General Electric, modelo LMS-100, que se encuentran conectadas al SADI, mientras Loma Campana Este, ubicada dentro de las instalaciones de YPF en Neuquén, opera con Motores Reciprocantes de gas, marca Jenbacher, modelo J-420, que no están conectados al SADI dado que la Emisora suministra la energía que produce directamente a YPF, como autogenerador. Las centrales térmicas Loma Campana I, Loma Campana II y Loma Campana Este tuvieron un factor de disponibilidad del 27%, 81% y 100%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La central eléctrica Loma Campana I no se encontraba en operación desde mayo de 2023 hasta agosto de 2024 como consecuencia del mal funcionamiento de las turbinas eléctricas instaladas en la central. Véase “*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la Emisora - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción*”.

LPC I, una central eléctrica ubicada en la Provincia de Buenos Aires dentro de la refinería de YPF, posee una capacidad instalada de 128 MW y produce entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora. Esta central cuenta con una sola turbina de combustión GE MS-9001E, y una caldera de recuperación de calor Nooter Eriksen que opera con una sola presión. 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. LPC II, una central térmica ubicada en la Provincia de Buenos Aires, posee una capacidad instalada de 90 MW y produce entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora. Esta central cuenta

con una turbina de gas, un generador eléctrico y una caldera para generar vapor por recuperación de calor. La turbina de gas, marca General Electric, modelo 6F.03, es de tipo dual y utiliza gas natural y gasoil. Las centrales LPC I y LPC II tuvieron un factor de disponibilidad del 81% y del 101%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

La Central Térmica Manantiales Behr, que se encuentra ubicada en el área de concesión Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut, cuenta con cinco Motores Reciprocantes Wärtsilä W20V31SG con una capacidad instalada de 58 MW. Esta central alcanzó plena habilitación comercial el 6 de abril de 2021, y logró un factor de disponibilidad del 98%% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

La Emisora es titular de una participación del 70,16% en el capital de IDS, que a su vez es titular de una participación del 71,78% en el capital de CDS, que a su vez es propietaria de Central Dock Sud, ubicada en la Provincia de Buenos Aires con una capacidad instalada de 861 MW y 72 MW de capacidad instalada correspondiente a dos turbinas de Ciclo Abierto (36 MW cada una). La central térmica Central Dock Sud tuvo un factor de disponibilidad del 79%% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El Parque Eólico Manantiales Behr, que se encuentra ubicado dentro del yacimiento Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut, posee una capacidad instalada de 99 MW. Cuenta con treinta aerogeneradores, con una altura de buje de 84 metros y un área de barrido de 112 metros, que se encuentran distribuidos en una superficie de 20 kilómetros cuadrados, equivalente a 200 m2 por aerogenerador. El Parque Eólico Manantiales Behr tuvo un factor de disponibilidad del 97% y un Factor de Carga del 60% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El parque eólico Los Teros se encuentra ubicado en Azul, en la Provincia de Buenos Aires, y cuenta con 45 aerogeneradores General Electric, respectivamente. La primera etapa del parque eólico Los Teros, denominada Los Teros I, alcanzó su habilitación comercial en octubre de 2020 y posee prioridad de despacho por 123 MW de su capacidad instalada para abastecer al MATER. La Emisora ha contratado la totalidad de su energía disponible generada a través de PPA celebrados con YPF y distintos usuarios del sector privado, con plazo que varían de 5 a 20 años. La segunda etapa del parque eólico Los Teros, que se denomina Los Teros II, alcanzó su habilitación comercial en junio de 2021 y tiene prioridad de despacho por 52 MW de su capacidad instalada para abastecer al MATER. El parque eólico Los Teros tuvo un factor de disponibilidad del 90% y un Factor de Carga del 49% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El parque eólico Cañadón León se encuentra ubicado a aproximadamente 25 kilómetros de la ciudad de Caleta Olivia en la Provincia de Santa Cruz y cuenta con 29 aerogeneradores. Alcanzó su habilitación comercial en diciembre de 2021 y posee una capacidad instalada de 123 MW. El parque eólico Cañadón León tuvo un factor de disponibilidad del 98% y un Factor de Carga del 48% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El parque eólico General Levalle se encuentra ubicado en la municipalidad de General Levalle, en la Provincia de Córdoba. La primera etapa el parque eólico General Levalle comenzó a operar en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del parque eólico General Levalle aumentó a 62 MW, alcanzando la habilitación comercial de los 155MW en diciembre 2024. Se instalaron veinticinco aerogeneradores Vestas, modelo V162-6.2 MW HH125, en el parque eólico General Levalle. El parque eólico General Levalle tuvo un factor de disponibilidad del 71%% y un Factor de Carga del 44% desde su puesta en marcha parcial hasta cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El parque solar Zonda se encuentra ubicado en el Departamento de Iglesia, en la Provincia de San Juan. Se construyó sobre estructuras de seguimiento en un único eje y cuenta con una línea de alta tensión conectada al SADI. El parque tiene 170.880 paneles solares que generan más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER, alcanzó plena habilitación comercial en mayo de 2023 y posee una capacidad instalada de 100 MW. El parque solar Zonda tuvo un factor de disponibilidad del 100%% y un Factor de Carga del 38%% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora es propietaria y opera diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar. También posee un proyecto de energía eólica y un parque solar en construcción. La tabla a

continuación muestra información clave sobre los activos en operación y los proyectos renovables en construcción de la Emisora:

Centrales Eléctricas	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología	FHC / FHC prevista
Operativas				
Térmicas:				
Tucumán(1)	Provincia de Tucumán	447	Ciclo Combinado	1996/1997
San Miguel de Tucumán(1)	Provincia de Tucumán	382	Ciclo Combinado	1995/2000
El Bracho (1)	Provincia de Tucumán	473	Ciclo Combinado	Enero de 2018/Octubre de 2020
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105	Ciclo Abierto	Noviembre de 2017
Loma Campana II	Provincia de Neuquén	107	Ciclo Abierto	Noviembre de 2017
Loma Campana Este (2)	Provincia de Neuquén	17	Motor Reciprocante	Junio de 2017
LPC I (3)	Provincia de Buenos Aires	128	Cogeneración	Enero de 2018
LPC II	Provincia de Buenos Aires	90	Cogeneración	Octubre de 2020
Manantiales Behr	Provincia de Chubut	58	Motor Reciprocante	Abril de 2021
Central Dock Sud	Provincia de Buenos Aires	933	Ciclo Combinado / Ciclo Abierto	Marzo de 2023
Renovables:				
Parque Eólico Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99	Parque Eólico	Julio/Diciembre de 2018
Parque Eólico Los Teros	Provincia de Buenos Aires	175	Parque Eólico	Septiembre de 2020/Junio de 2021
Parque Eólico Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	123	Parque Eólico	Diciembre de 2021
Parque Solar Zonda	Provincia de San Juan	100	Parque Solar	Mayo de 2023
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	155	Parque Eólico	Agosto de 2024
Proyectos				
Parque Eólico CASA	Provincia de Buenos Aires	63	Parque Eólico	Prevista para el 1er trimestre de 2026
Parque Solar El Quemado I	Provincia de Mendoza	305	Parque Solar	Prevista para el 2º trimestre de 2026

(1) Parte del Complejo Tucumán.
(2) No conectada al SADI. Véase "– *Centrales Eléctricas – Centrales Térmicas – Loma Campana Este*".
(3) Las centrales LPC I y LPC II producen entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora, y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente. El vapor producido por estas centrales se vende a YPF.

La tabla a continuación presenta el factor de disponibilidad y la generación neta de los activos en operación y el Factor de Disponibilidad de las plantas renovables en operación de la Emisora, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Centrales Térmicas:			
Tucumán			
Factor de Disponibilidad	81%	88%	86%
Generación Neta (GWh)	915,2	1.004,12	1.172,94
San Miguel de Tucumán			

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Factor de Disponibilidad	89%	80%	97%
Generación Neta (GWh)	206,4	364,95	359,50
El Bracho			
Factor de Disponibilidad	95%	94%	96%
Generación Neta (GWh)	3172,8	3.321,49	3.448,42
Loma Campana I			
Factor de Disponibilidad(1)	27%%	31%	73%
Generación Neta (GWh)	230,6	282,65	660,79
Loma Campana II			
Factor de Disponibilidad	81%	21%	92%
Generación Neta (GWh)	495,7	146,50	541,87
Loma Campana Este			
Factor de Disponibilidad	100%	100%	100%
Generación Neta (GWh)	81,7	67,00	65,75
LPC I			
Factor de Disponibilidad	81%	82%	59%
Generación Neta (GWh)	843,9	892,23	667,98
LPC II			
Factor de Disponibilidad	101%	112%	108%
Generación Neta (GWh)	580,4	623,49	611,27
Manantiales Behr			
Factor de Disponibilidad	98%	62%	66%
Generación Neta (GWh)	428,0	342,08	379,65
Central Dock Sud(2)			
Factor de Disponibilidad	79%	77%	76%
Generación Neta (GWh)	5.082,7	3.933,2	3.879,9
Renovables:			
Parque Eólico Manantiales Behr			
Factor de Disponibilidad	97%	96%	97%
Generación Neta (GWh)	495,8	508,4	513,46
Factor de Carga	60,0%	58,6%	58,7%
Parque Eólico Los Teros			
Factor de Disponibilidad	90%	96%	96%
Generación Neta (GWh)	706,4	768,03	807,47
Factor de Carga	49%	50,06%	51,6%
Parque Eólico Cañadón León			
Factor de Disponibilidad	98%	98%	87%
Generación Neta (GWh)	556,3	526,45	509,01
Factor de Carga	48%	50,8%	47,5%
Parque Eólico General Levalle(3)			
Factor de Disponibilidad	71%	NA	NA
Generación Neta (GWh)	117,7	NA	NA
Factor de Carga	44%	NA	NA
Parque Solar Zonda			
Factor de Disponibilidad	100%	86%	-
Generación Neta (GWh)	262,8	159,26	-
Factor de Carga	38%	26,2%	-

(1) La central eléctrica Loma Campana I no se encontraba en operación desde mayo de 2023 hasta agosto de 2024 como consecuencia del mal funcionamiento de las turbinas eléctricas instaladas en la central. Véase "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la Emisora - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción".*

(2) La Emisora es titular de una participación del 70,16% en el capital de IDS, que a su vez es titular de una participación del 71,78% en el capital de CDS, que a su vez es propietaria de Central Dock Sud, ubicada en la Provincia de Buenos Aires con una capacidad instalada de 861 MW y 72 MW de capacidad instalada correspondiente a dos turbinas de Ciclo Abierto (36 MW cada una).
(3) Corresponde al periodo iniciado en agosto 2024 hasta cierre del ejercicio diciembre 2024

Centrales Eléctricas

Centrales Térmicas

Complejo Tucumán

La Emisora es propietaria de las siguientes centrales térmicas en la Provincia de Tucumán, que conforman el Complejo Tucumán: (i) Central Térmica Tucumán, (ii) Central Térmica San Miguel de Tucumán y (iii) El Bracho, que posee una turbina de gas en operación instalada en TG El Bracho y una turbina de vapor instalada en TV El Bracho.

Central Térmica Tucumán

Tucumán es una central de Ciclo Combinado ubicada en El Bracho, 22 kilómetros al sur de San Miguel de Tucumán, Provincia de Tucumán. Posee una capacidad instalada de 447 MW y está compuesta por dos turbinas de gas (TG) Siemens V94.2, una turbina de vapor con doble presión, marca GE Serie D, sin recalentamiento (TV), y dos calderas de recuperación de calor Nooter Eriksen. La tasa de calor de la unidad de Ciclo Combinado es de aproximadamente 7.355kJ /MWh, con un coeficiente de eficiencia del 49%. El combustible utilizado por la central es gas natural, suministrado por CAMMESA y distribuido por GasNor en virtud de la Resolución Nº 12/2019. La central Tucumán está conectada al SADI a 132 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 del Ciclo Combinado comenzó en 1999.

La central Tucumán es de propiedad de la Emisora en un 100% y es operada por la Emisora. La potencia y la capacidad generada por la central Tucumán se entrega a CAMMESA bajo el régimen Energía Base (Resolución Nº 143/25) y un PPA con un plazo de cinco años bajo la Resolución Nº 59/2023.

Central Térmica San Miguel de Tucumán

La Central Térmica San Miguel de Tucumán posee una capacidad instalada de 382 MW y está compuesta por dos turbinas de gas (TG) GE 9001E, con enfriamiento por evaporación, una turbina de vapor Alstom de doble presión, sin recalentamiento (TV), y dos calderas de recuperación de calor CMI, con quemadores complementarios que funcionan en Ciclo Combinado. La tasa de calor de la planta de Ciclo Combinado es de aproximadamente 7.830kJ /MWh con una eficiencia del 47%. El combustible utilizado por la central es gas natural, suministrado por CAMMESA en virtud de la Resolución Nº 12/2019. La central está conectada al SADI en 500 kV y 132 kV.

La primera turbina de gas entró en operaciones en 1995 en Ciclo Abierto. La segunda turbina de gas y la operación del Ciclo Combinado comenzó en 2002.

La central San Miguel de Tucumán es de propiedad de la Emisora en un 100% y es operada por la Emisora. La potencia y la capacidad generada por la central se entrega a CAMMESA bajo el régimen Energía Base (Resolución Nº 143/25) y un PPA con un plazo de cinco años bajo la Resolución Nº 59/2023.

El Bracho

La central El Bracho es parte del Complejo Tucumán y posee una capacidad instalada de 473 MW. Está compuesta por una primera etapa denominada TG El Bracho, que cuenta con una turbina de gas GE 9FA.04 con una capacidad de 274 MW, y una segunda etapa denominada TV El Bracho, que cuenta con una turbina de vapor

D650 con una capacidad de 199 MW. La central fue construida por General Electric en virtud de un contrato llave en mano y alcanzó la habilitación comercial en enero de 2018.

La planta de generación TV El Bracho también cuenta con un generador TEWAC A74 Top Air (255 MVA, 18 kV), una caldera de recuperación de calor, con recalentamiento y triple presión, y todos los equipos auxiliares necesarios. La turbina de vapor D650 fue desarrollada en octubre de 2020 para completar el Ciclo Combinado de la central El Bracho e incluye una caldera de recuperación de calor, una turbina de vapor, un condensador refrigerado por agua, un generador, un sistema de torres de refrigeración, y otros equipos, que aumentaron la capacidad instalada de la central TG El Bracho de 199 MW a un total de 473 MW.

La central funciona con gas natural únicamente, y se encuentra convenientemente ubicada cerca de los puntos de inyección de gas natural y de las tuberías dentro del predio del proyecto. Está conectada al SADI a 500 kV en una estación transformadora ubicada en las proximidades.

La Emisora suscribió PPA con CAMMESA para la venta de la potencia y la capacidad generada por TG El Bracho y TV El Bracho. La potencia y la capacidad generada por TG El Bracho se vende a CAMMESA en virtud de PPA en el marco de la Resolución Nº 21/2016 y la potencia y la capacidad generada por TV El Bracho se vende a CAMMESA en virtud de PPA celebrados en el marco de la Resolución Nº 287/2017. El combustible es suministrado por CAMMESA de acuerdo con los términos de los PPA.

Loma Campana I

Loma Campana I es una central de Ciclo Abierto con una capacidad instalada de 105 MW, ubicada en Añelo, Provincia de Neuquén y se construyó en un predio que la Emisora le alquila a YPF. La central se construyó bajo un contrato llave en mano celebrado con General Electric, que estuvo a cargo del suministro de los equipos y las obras civiles. Esta central alcanzó su habilitación comercial en noviembre de 2017.

La planta utiliza una turbina de gas General Electric LMS100 y está conectada al SADI a 132kV a través de la estación transformadora del EPEN y, para la provisión de combustible, la planta está conectada al Gasoducto del Pacífico.

Loma Campana I es de propiedad de la Emisora en un 100% y es operada por la Emisora. Mediante Resolución Nº 307/2016, se autorizó a la Emisora a operar su central Loma Campana I como autogenerador. La Emisora celebró un PPA con YPF para la venta de la energía generada por su central Loma Campana I en virtud del marco regulatorio aplicable a los autogeneradores bajo la Resolución Nº 269/08. De acuerdo con este PPA, YPF es responsable del suministro de gas a Loma Campana I.

Loma Campana II

Loma Campana II es una central de Ciclo Abierto con una capacidad instalada de 107 MW, ubicada en Añelo, Provincia de Neuquén y se construyó en un predio que la Emisora le alquila a YPF. La central se construyó bajo un contrato llave en mano con General Electric, que estuvo a cargo del suministro de los equipos y las obras civiles. Esta central alcanzó su habilitación comercial en noviembre de 2017.

La planta utiliza una turbina de gas General Electric LMS100 conectada al SADI en la estación transformadora de 132 kV ubicada a 2,2 kilómetros en dirección norte. La habilitación comercial de este proyecto fue en noviembre de 2017. Esta planta utiliza la misma línea de transmisión de 132 kV que Loma Campana I que está conectada a la subestación del EPEN. La conexión y las conexiones de transmisión desde Loma Campana I y Loma Campana II son independientes.

Loma Campana II es de propiedad de la Emisora en un 100% y es operada por la Emisora. La potencia y la capacidad generada por la central se vende a CAMMESA en virtud de PPA celebrados en el marco de la Resolución Nº 21/2016. De acuerdo con dicho PPA, el gas natural utilizado por la planta es suministrado por CAMMESA, bajo su costo.

Loma Campana Este

Loma Campana Este es una central que opera con Motores Reciprocantes, con una capacidad instalada de 17 MW. Se encuentra ubicada dentro del bloque de concesión de producción de petróleo y gas de Loma Campana, en Añelo, Provincia de Neuquén y cuenta con 12 unidades generadoras de energía Jenbacher J420 (motores alternativos). Esta planta obtuvo habilitación comercial en julio de 2017.

La Emisora opera su central Loma Campana Este en virtud de un contrato celebrado con YPF. De acuerdo con los términos de este contrato, el gas natural que utiliza esta planta es suministrado por YPF de acuerdo con sus necesidades de abastecimiento de energía. El contrato tiene un plazo de tres años, renovable hasta cinco años. La Central Térmica Loma Campana Este opera como autogenerador para YPF, y no está conectada al SADI.

Con efectos a partir de junio de 2020, se modificó el contrato de abastecimiento con YPF disponiéndose el suministro de 5 MW, y la planta comenzó un proceso de optimización de su estructura para ajustar costos y buscar sinergias, dando origen a la implementación de 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 el 20 de mayo de 2026, teniendo la posibilidad de prorrogar este plazo por dos años adicionales.

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.. La central está 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 fue incorporada al autogenerador distribuido de Loma Campana I, mediante Resolución SE N° RESOL-2024-300-APN-SE#MEC siendo el excédete de energía vendida en PPA a YPF.

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.

LPC II

La central eléctrica de Cogeneración LPC II, que se encuentra ubicada dentro de la Refinería de La Plata, en la Provincia de Buenos Aires., posee una turbina de gas, un generador, y una caldera de recuperación de calor. La turbina de gas 6F.03 capaz de funcionar con distintos combustibles posee una capacidad de generación de 85 MW, y utiliza gas natural como combustible principal y combustible líquido como combustible alternativo. La caldera de recuperación de calor produce entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora. La central LPC II está conectada al SADI a través de la barra de 33 kV en la subestación (SE) 193 dentro de la Refinería de La Plata. La Emisora opera su central LPC II en virtud de un contrato de mantenimiento de la planta celebrado con General Electric. La central LPC II obtuvo habilitación comercial el 10 de octubre de 2020, para el uso de gas, y el 27 de octubre de 2020, para el uso de combustible líquido.

La potencia y capacidad generada por la central LPC II se entregan a CAMMESA de conformidad con Energía Base (Resolución Nº 133/2024) y un PPA con un plazo de vigencia de 15 años bajo la Resolución N.º 287/2017 que la Emisora suscribió en octubre de 2020. El vapor generado por su central LPC II se vende a YPF en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor con un plazo de vigencia de 15 años, que la Emisora suscribió en diciembre de 2020.

Central Térmica Manantiales Behr

La Central Térmica Manantiales Behr posee una capacidad instalada de 58 MW y está ubicada en el área de concesión Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut. La Emisora construyó esta planta con el principal objetivo de optimizar sus costos de suministro de electricidad utilizando equipos de alta eficiencia, garantizando la disponibilidad, confiabilidad, y calidad del suministro de energía eléctrica. La Central Térmica Manantiales Behr posee cinco motogeneradores Wärtsilä, modelo W20V31SG, cada uno con una potencia nominal de 11,76 MW, y una eficiencia mínima garantizada de 8.182 kJ/kWh.

La Emisora opera su Central Térmica Manantiales Behr en virtud de un contrato de mantenimiento de la planta celebrado con Wärtsilä. La Central Térmica Manantiales Behr obtuvo habilitación comercial para tres de sus cinco motogeneradores el 27 de marzo de 2021, y para los dos motogeneradores restantes el 6 de abril de 2021, alcanzando una potencia neta de 57.735 MW. El comprador de la energía producida por esta planta es YPF.

Central Dock Sud

La Emisora e Y-Luz Inversora S.A.U. son titulares, en forma directa, de una participación de 70,16% en el capital de IDS, que a su vez es titular, en forma directa, de una participación del 71,78% en el capital de CDS, que es propietaria de la central térmica Central Dock Sud. CDS es propietaria de dos plantas generadoras de energía, la planta Central Dock Sud Ciclo Combinado y la planta Central Dock Sud Ciclo Abierto. Estas plantas se encuentran ubicadas en la localidad de Avellaneda en la provincia de Buenos Aires.

Central Dock Sud Ciclo Combinado

La planta Central Dock Sud Ciclo Combinado posee una capacidad instalada de 933 MW y cuenta con dos turbinas de gas General Electric GT 26AB, una turbina de vapor General Electric, y dos calderas de recuperación de calor del fabricante Babcock Wilcox Española. El combustible que utiliza esta planta es gas natural, combustible líquido y biodiesel, y está conectada al SADI en virtud de un contrato de interconexión celebrado con EDESUR S.A. La planta es de propiedad de CDS en un 100% y es operada por CDS, y obtuvo plena habilitación comercial en junio de 2001. Durante 2023, la planta Central Dock Sud Ciclo Combinado se sometió a importantes trabajos de mantenimiento y una mejora de sus activos que incrementó su capacidad a 861 MW. La eficiencia de la planta Central Dock Sud Ciclo Combinado garantiza un despacho de energía uniforme con carga base.

La energía generada por la planta Central Dock Sud Ciclo Combinado es suministrada bajo el régimen Energía Base (Resolución Nº 143/25) y a CAMMESA en virtud de un PPA con un plazo de vigencia de 5 años (Resolución Nº 59/2023).

Central Dock Sud Ciclo Abierto

La planta Central Dock Sud Ciclo Abierto posee una capacidad instalada de 72 MW y está compuesta por dos turbinas de gas (TG) General Electric Frame 6B. La planta utiliza gas natural o combustible líquido. Está conectada al SADI en virtud de un contrato de interconexión celebrado con EDESUR S.A. La planta es de propiedad de CDS en un 100% y es operada por CDS. La planta Central Dock Sud Ciclo Abierto obtuvo habilitación comercial en julio de 1989.

La potencia y capacidad generada por la planta Central Dock Sud Ciclo Abierto se entrega a CAMMESA bajo el régimen Energía Base (Resolución Nº 143/25) y el gas natural es suministrado por CAMMESA.

<u>Participación de Central Dock Sud en otras Centrales</u>

A través de su participación en CDS, la Emisora tiene una participación indirecta en centrales eléctricas construidas en el marco del programa FONINVEMEM. En particular, CDS es titular de las siguientes participaciones directas: (i) una participación del 6,4% en la Termoeléctrica Vuelta de Obligado, que posee una capacidad instalada de 846,56 MW, (ii) una participación del 0,423% en la Termoeléctrica San Martín, y (iii) una participación del 0,471% en la Termoeléctrica Manuel Belgrano. La Termoeléctrica Vuelta de Obligado, la

Termoeléctrica San Martín y la Termoeléctrica Manuel Belgrano son empresas privadas que no cotizan en bolsa y se dedican a administrar la compra de equipos y construir, operar y mantener las plantas que fueron construidas en el marco del programa FONINVEMEM. Las centrales térmicas Vuelta de Obligado, San Martín y Manuel Belgrano son operadas por Enel Américas S.A.

Plantas de Generación de Energías Renovables

Parque Eólico Manantiales Behr

Este parque eólico se encuentra ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro del yacimiento Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut, aproximadamente a 40 kilómetros al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. El Parque Eólico Manantiales Behr posee una capacidad instalada de 99 MW. La instalación se realizó en dos etapas de 49,5 MW cada una. Se instalaron un total de treinta aerogeneradores Vestas modelo V-112, Clase IEC IB de 3,3 MW, con una altura de buje de 84 metros y un área de barrido de 112 metros, que se encuentran distribuidos en una superficie de 20 kilómetros cuadrados, equivalente a 200 m2 por aerogenerador. 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%, para el año 2022 59,2%, y para el año 2023 fue de 58.7% y para el 2024 fue de 60% lo que confirma que este parque está ubicado entre los mejores del mundo.

Parque Eólico Los Teros

El parque eólico Los Teros está ubicado en Azul, Provincia de Buenos Aires, y consiste en un parque eólico con 45 aerogeneradores General Electric, con una capacidad instalada de 175 MW. Este parque eólico está conectado al SADI en 132KV mediante una apertura de la línea Olavarría-Tandil de 132KV, que atraviesa el predio del parque y se encuentra a una distancia de aproximadamente 52 kilómetros de la ciudad de Olavarría, en una nueva subestación construida a tal fin.

El parque eólico Los Teros obtuvo habilitación comercial parcial para comenzar sus operaciones comerciales el 17 de septiembre de 2020, y plena habilitación comercial el 3 de junio de 2021. Este parque eólico tiene prioridad de despacho respecto de 175 MW de su capacidad instalada para abastecer al MATER.

La Emisora ha contratado toda la energía disponible generada por el parque eólico Los Teros mediante PPA celebrados con YPF y distintos usuarios del sector privado, con plazos de vigencia que varían de 5 a 20 años.

Parque Eólico Cañadón León

En 2017 la Emisora participó de la segunda ronda de licitación realizada por CAMMESA en el marco del denominado Programa RenovAR 2.0. En esta ronda licitatoria, la Emisora resultó adjudicataria del PPA correspondiente al proyecto Parque Eólico Cañadón León con una capacidad instalada de 123MW. El parque eólico Cañadón León se encuentra ubicado a aproximadamente 25 kilómetros de la ciudad de Caleta Olivia en la Provincia de Santa Cruz, y posee un PPA de 20 años con CAMMESA por 99 MW. La capacidad de generación adicional de 23MW se vende a través de un PPA con YPF.

Parque Eólico General Levalle

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, cuenta con 25 aerogeneradores VESTAS modelo V162-6.2MW HH125 que generan energía para abastecer a clientes privados.

A los efectos de la ejecución del proyecto, y a la fecha de emisión de este Prospecto, la Sociedad celebró 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 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.

El proyecto alcanzó la habilitación comercial en varias etapas entre agosto y diciembre 2024.

Parque Solar Zonda

En febrero de 2022, la Emisora inició la construcción de la primera etapa del parque solar Zonda que se encuentra ubicado en el Departamento de Iglesia, Provincia de San Juan. En esta primera etapa, se construyeron 100 MW sobre estructuras de seguimiento en un único eje y una Línea de Alta Tensión que conecta el parque solar Zonda con el SADI. El parque solar Zonda cuenta con 170.880 paneles solares que generan más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER.

El parque solar Zonda obtuvo la habilitación comercial de su primera fase con una potencia neta inicial a inyectarse al SADI de hasta 31MW desde el 18 de abril de 2023, y completó su potencia total de 100MW el 30 de mayo de 2023.

Activos de energía renovable 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 2025.

En este contexto, YPF Luz cuenta con dos proyectos en ejecución para incrementar su capacidad de generación, y su participación en el mercado de energías renovables. A la fecha de este Prospecto, la Compañía está desarrollando los siguientes proyectos:

Parque Eólico PECASA

	PECASA
Ubicación	Provincia de Buenos Aires
COD (estimado)	1to trimestre de 2026
Mercado ……..	Autogenerador y MATER
Capacidad instalada	63 MW
Factor de capacidad (estimado)	47,2%

En abril de 2024 la Compañía inició la construcción del Parque Eólico CASA, ubicado en la localidad de Olavarría, provincia de Buenos Aires. El parque tendrá una potencia total instalada de 63MW, la cual se alcanzará mediante la instalación de nueve (9) aerogeneradores NORDEX modelo N163 7.0 TS119, de las cuales 4 de ellas proveerán energía para Cementos Avellaneda y las restantes abastecerán a otros clientes del MATER. A la fecha de emisión de este Prospecto, la Sociedad a celebrado los siguientes contratos para la ejecución de las obras:

- Contrato celebrado con Nordex Energy SE & Co. para la provisión de equipos y materiales accesorios.
- Contrato celebrado con Nordex Energy Argentina S.A. para el montaje, comisionado y puesta en marcha de los aerogeneradores y servicios adicionales.
- Contrato de servicios de mantenimiento con Nordex Energy Argentina S.A para el mantenimiento del Parque Eólico por un periodo de 25 años.
- Contrato con Capitanich Construcción S.A. para la ejecución de obra civil del Parque Eólico.

- Contrato con Coarco S.A. para la ejecución de obra electromecánica y línea de media tensión del Parque Eólico y adecuación de la subestación transformadora.

Se espera que el proyecto se encuentre despachando energía en el 1er trimestre de 2026.

Parque Solar El Quemado

	PS El Quemado
Ubicación	Provincia de Mendoza
COD (estimado)	1to trimestre de 2026
Mercado ……	MATER
Capacidad instalada	305 MW
Factor de capacidad (estimado)	31,4%

En octubre de 2024 la Compañía inició la construcción del Parque Solar Fotovoltaico El Quemado, ubicado en la localidad de Le Quemado, provincia de Mendoza. El parque tendrá una potencia total instalada de 305MW, la cual se alcanzará mediante la instalación de más de 510.000 paneles fotovoltaicos bifaciales, montados sobre estructuras con seguidor, conectados en circuitos de media tensión (33KV) a una estación transformadora 33/220KV para la conexión al sistema eléctrico nacional.

La energía generada abastecerá a grandes usuarios del MATER.

A la fecha de emisión de este Prospecto, la Sociedad Vehículo de Proyecto Único ("**VPU**") Luz del Campo, ha celebrado los siguientes contratos para la ejecución de las obras:

- Contrato celebrado con Jinko Solar (Shangrao) Co., Ltd. para la provisión de paneles fotovoltáicos.
- Contrato celebrado con Huawei Tech. Investment Co., Ltd. para la provisión de inversores y estaciones de transformación.
- Contrato celebrado con Arctech Solar Holding Co., Ltd. para la provisión de estructuras seguidoras
- Contrato celebrado con Design, Quality and Development S.A.S para el montaje, comisionado y puesta en marcha del parque solar fotovoltaico.
- Contrato con Distrocuyo S.A. para la ejecución de obra civil y electromecánica de la subestación transformadora y conexión a línea de alta tensión.

Se espera que el proyecto se encuentre despachando energía en forma escalonada (3 etapas) entre el 1er y 2do trimestre de 2026.

El 08 de enero de 2025, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución 1/2025 del Ministerio de Economía quien, en su carácter de Autoridad de Aplicación del RIGI, resolvió aprobar la solicitud de adhesión a dicho régimen oportunamente presentada por Luz del Campo S.A., una subsidiaria 100% controlada por la Emisora, para su proyecto de construcción del Parque Solar Fotovoltaico "El Quemado", fijando como fecha de adhesión al RIGI el día 16 de diciembre de 2024.

Remuneración de la Emisora

PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora

A continuación se establece una descripción de los PPA y contratos de compraventa a largo plazo correspondientes a las centrales térmicas y de energía renovable de la Emisora, excluyendo la energía suministrada bajo el marco del programa Energía Base, que se describe en mayor detalle a continuación.

Centrales térmicas

El PPA con YPF correspondiente a las centrales térmicas de la Emisora se encuentra denominado en dólares estadounidenses y las tarifas a pagarse bajo tales PPA se encuentran denominadas asimismo en dólares estadounidenses. Los PPA con CAMMESA correspondiente a las centrales térmicas de la Emisora se encuentra

denominado en dólares estadounidenses, aunque las tarifas bajo tales PPA resultan pagaderas en pesos argentinos. La siguiente tabla contiene un detalle de los PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo celebrados con respecto al compromiso de la capacidad de cada una de las centrales térmicas de la Emisora.

Central	**Contraparte**	**Capacidad instalada**	**Combustible y consumo específico garantizado**	**Plazo en años**	**Fecha de inicio**	**Fecha de vencimiento**
El Bracho TG	CAMMESA	274MW	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	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	15	23 de octubre de 2020	23 de octubre de 2035
Loma Campana I	YPF	105MW	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	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	10	30 de noviembre de 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este	YPF	17MW	Gas natural provisto por YPF bajo un acuerdo de alquiler y puesta a disposición de potencia(2)	3	21 de mayo de 2023	20 de mayo de 2026
LPC I	YPF	128	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	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	Gas natural provisto por YPF(2)	20	23 de enero de 2021	27 de marzo 2041
CT Dock Sud	CAMMESA	863MW(3)	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028
CT San Miguel de Tucumán	CAMMESA	382MW(3)	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028
CT Tucumán	CAMMESA	447MW(3)	Gas natural provisto por CAMMESA(1)	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028

(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) La remuneración se realiza sobre la potencia DIGO declarada trimestralmente.

PPA celebrados con CAMMESA

PPA Tucumán, San Miguel de Tucumán y Central Dock Sud

En marzo de 2023, la Emisora celebró un PPA a cinco años con CAMMESA de conformidad con la Resolución N.º 59/2023 para el suministro a CAMMESA de la energía generada por las centrales eléctricas de Tucumán, San Miguel de Tucumán y Central Dock Sud.

De conformidad con este PPA, CAMMESA deberá pagar la suma de US$2.000 por MW por mes con respecto a cada Ciclo Combinado si la central eléctrica cumple con el 85% de su disponibilidad. El PPA establece una curva de precio si la central no alcanza el 85% de su disponibilidad y asimismo establece un precio mínimo de US$600 por MW por mes con respecto a cada Ciclo Combinado si la disponibilidad es inferior al 50%. Durante los meses de verano y de invierno, CAMMESA deberá pagar 65% del precio de la potencia puesta a disposición por parte de la central eléctrica, al tiempo que durante el resto de los meses CAMMESA deberá pagar 85% del precio.

PPA Loma Campana II y TG El Bracho

El 22 de marzo de 2016, a través de la Resolución N.º 21/2016, la Secretaría de Energía Eléctrica anunció un proceso licitatorio para la instalación de nueva capacidad de generación que se encontrará disponible entre noviembre de 2016 y abril de 2017, mayo de 2017 y octubre de 2017, o noviembre de 2017 y abril de 2018. Como consecuencia de dicho proceso, se adjudicaron los siguientes dos PPA por un plazo de 10 años a la Emisora, con precios denominados en dólares estadounidenses:

- un PPA correspondiente a la central eléctrica Loma Campana II, celebrado con CAMMESA el 4 de agosto de 2016 (el "**PPA Loma Campana II**"); y
- un PPA correspondiente a la central eléctrica TG El Bracho de la Emisora, celebrado con CAMMESA el 1 de julio de 2016 (el "**PPA TG El Bracho**").

De conformidad con los términos de cada PPA y las normas y leyes aplicables, el precio que CAMMESA pagará a la Emisora se encuentra integrado por dos componentes principales:

- un pago por capacidad fija (el "**Pago por Capacidad Fija**"), que comprende un precio fijo por MW por mes correspondiente a la capacidad contratada bajo cada PPA (la "**Capacidad Contratada**"). A los fines del recibir el Pago por Capacidad Fija completo, la Capacidad Contratada deberá encontrarse plenamente disponible, a pedido de CAMMESA, para el suministro de energía (excluyendo períodos de mantenimiento programado, restricciones al suministro de combustible impuestas por CAMMESA o transmisión reducida), de conformidad con las mediciones efectuadas en forma mensual; y
- un pago variable (el "**Pago Variable**"), que comprende un precio fijo por MW/h entregado a pedido de CAMMESA y un precio variable concebido para cubrir los costos operativos y los costos de mantenimiento (excluyendo el consumo de combustible) incurridos por la Emisora en base a la cantidad de energía generada por la Emisora y el tipo de combustible que ésta utiliza.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a US$ 5 por MW por hora con respecto a cualquier porción de la Capacidad Contratada de la Emisora que no se encuentre disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio ("**Cargo por Indisponibilidad**"), con un factor multiplicador que se aplicará en el primero y en el segundo año de dos y 1,5 veces, respectivamente. Dichos Cargos por Indisponibilidad aumentan 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 pueden 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 parte de la Emisora podría constituir un supuesto de incumplimiento de conformidad con el PPA aplicable y podría permitir que CAMMESA, a su criterio, proceda a rescindir el PPA aplicable.

Las condiciones de pago no se especifican en los PPA. Por el contrario, sobre este asunto los PPA se remiten a las normas y reglamentos aplicables, establecidos por la Resolución N.º 61/1992 de la Secretaría de Energía Eléctrica, con sus disposiciones modificatorias (el "**Reglamento**") que puede ser objeto de cambios establecidos oportunamente. Con posterioridad al análisis de los PPA, el Reglamento y otras 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 anterior a la fecha de

vencimiento de dicho pago y, si los montos fueran abonados con posterioridad a dicha fecha de vencimiento, se devengan intereses hasta la fecha de pago. Sin embargo, el hecho de que las condiciones de pago no estén directamente establecidas en los PPA, sino que estén contenidas en el Reglamento aplicable (y estén sujetas a éste) (el cual se encuentra sujeto a modificaciones), implica un riesgo de cambio en la ley aplicable 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.º 21 estipula que los PPA en vigencia celebrados por CAMMESA tendrán una prioridad de pago equivalente a los PPA vigentes con el BICE como fiduciario.

En virtud del PPA Loma Campana II y el PPA TG El Bracho, el Pago por Capacidad Fija (US$ por MW por mes) y el Pago Variable (US$ por MWh) se determinan de conformidad con lo estipulado en los PPA.

En virtud de estos PPA, el combustible necesario para operar las centrales eléctricas de la Emisora es el gas natural y será suministrado por CAMMESA. La imposibilidad de las centrales eléctricas de la Emisora atadas a estos PPA de poner a disposición 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 a lo dispuesto en cada PPA, la obligación de CAMMESA de suministrar o reembolsar a la Emisora el combustible está limitada por 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 2.072 kcal/kWh en invierno y de 2.093 kcal/kWh en verano, con gas natural operando como combustible líquido.
- De conformidad con el PPA TG El Bracho, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2.248 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 para la fecha de habilitación comercial respectiva correspondiente a cada una de las centrales eléctricas y dicho plazo de vigencia vencerá dentro de los 10 años de la fecha comprometida. El plazo de vigencia del PPA Loma Campana II comenzó el 30 de noviembre de 2017, es decir, su fecha comprometida, y su vencimiento tendrá lugar el 29 de noviembre de 2027. El plazo del PPA TG El Bracho comenzó el 27 de enero de 2018, es decir, cuatro días antes de su fecha comprometida (prevista para el 31 de enero de 2018) y vencerá el 26 de enero de 2028.

PPA TV El Bracho y LPC II

A través de la Resolución SEE N° 287/2017, la Secretaría de Energía Eléctrica dispuso una convocatoria abierta a interesados vender energía eléctrica proveniente de la generación de nueva capacidad instalada mediante la utilización, de la tecnología de: a) Cierre de Ciclo Combinado o b) Cogeneración, con el compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. En virtud de dicha licitación, se le adjudicaron a la Emisora los siguientes proyectos: (i) un PPA de Cogeneración con una capacidad de 80,62 MW en invierno y de 71,95 MW en los meses de verano con respecto a la central eléctrica LPC II (el "**PPA LPC II**") y (ii) un PPA correspondiente al cierre de ciclo de la central El Bracho, con una potencia contratada de 198 MW (el "**PPA TV El Bracho**").

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, el precio a pagar a la Emisora consiste de dos componentes principales:

- un Pago por Capacidad Fija que consiste en un cargo fijo por MW por mes para la Capacidad Contratada. A los fines de recibir la totalidad del Pago por Capacidad Fija, la Capacidad Contratada de la Emisora debe estar plenamente disponible cuando CAMMESA la convoque para suministrar la energía (excluyendo los períodos de mantenimiento programado, restricciones al suministro de combustible por parte de CAMMESA o reducción de transmisión) según las mediciones efectuadas mensualmente; y
- un Pago Variable que consiste en un precio fijo por MW/h entregados a pedido de CAMMESA y un pago variable destinado a cubrir los costos operativos y de mantenimiento (excluyendo el consumo de combustible) incurridos por la Emisora en base a la cantidad real de electricidad que ésta genera y suministra y el tipo de combustible utilizado.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a US$ 5 por MW por hora con respecto a cualquier porción de Capacidad Contratada de la Emisora que no se encuentre disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio (el "**Cargo por Indisponibilidad**"). Tales Cargos por Indisponibilidad aumentan 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 determinado, no podrán ser superiores al 50% del Pago por Capacidad Fija aplicable en cualquier mes y al 100% del Pago por Capacidad Fija aplicable en un año. No obstante, la falta de suministro de la Capacidad Contratada de forma sustancial y repetida o prolongada de parte de la Emisora podría alegarse que constituye un supuesto de incumplimiento de conformidad con la PPA aplicable y podría permitir que CAMMESA, a su criterio, rescinda el PPA aplicable.

En virtud de estos PPA, el combustible necesario para operar la planta de Cogeneración (gas natural o combustible líquido) será suministrado por YPF en virtud de un contrato de acuerdo con el cual la Emisora adquiere gas natural para sus centrales eléctricas LPC II y TV El Bracho al 82% del Precio de Combustible de Referencia Cammesa y el combustible líquido al 95% del precio de combustible de referencia CAMMESA. La imposibilidad de las centrales de la Emisora de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada en razón de 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.

De conformidad con cada uno de estos PPA, la obligación de CAMMESA de suministrar o reembolsar el combustible a la Emisora está limitada por 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 de 1.820 kcal/kWh en el caso de combustible líquido.
- De conformidad con el PPA TV 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.

En virtud del PPA TV El Bracho, el Pago por Capacidad Fija equivale a US$ 22.200 por MW por mes y la Emisora recibirá un Pago Variable de US$ 5 por MW/h como resultado de las ventas de electricidad generada por gas natural.

En virtud del PPA LPC II, el Pago de Capacidad Fija es igual a US$ 18.600 por MW por mes y la Emisora recibirá un Pago Variable de US$ 8 por MWh por ventas de electricidad generada a partir de gas natural o combustible líquido.

El plazo de vigencia de cada uno de los PPA comenzó en la fecha comprometida en los respectivos PPA para la fecha de habilitación comercial respectiva correspondiente a cada una de las centrales y dicho plazo de vigencia vencerá dentro de los 15 años de la fecha comprometida o la fecha efectiva de habilitación comercial, la que sea anterior, de cada central eléctrica. Las centrales TV El Bracho y LPC II comenzaron sus operaciones comerciales el 23 de octubre de 2020 y el 27 de octubre de 2020, respectivamente.

<u>PPA celebrados con YPF</u>

PPA Loma Campana I

Mediante la Resolución N° 307/2016, la Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a la Emisora a actuar como autogenerador distribuido del MEM para su central Loma Campana I de 105 MW. En dicho marco, se celebró con YPF un contrato puesto a disposición de la totalidad de la potencia nominal de la central, que se imputará a diversos puntos de consumo de YPF (el "**PPA Loma Campana I**").

Loma Campana I opera con gas natural, suministrado por YPF, a su cargo exclusivo, de acuerdo con las necesidades de consumo en cada punto identificado.

El PPA Loma Campana I prevé una indemnización en caso de rescisión por culpa de YPF que compensa el remanente de los ingresos bajo el contrato por el plazo no transcurrido.

El PPA Loma Campana I tiene una duración de 15 años al 15 de noviembre de 2017, es decir, la fecha comprometida para la de habilitación comercial correspondiente de la central bajo el PPA y su vencimiento tendrá lugar a los 15 años después de la fecha comprometida, es decir, el 6 de noviembre de 2032.

PPA Loma Campana Este

El acuerdo original por la puesta a disposición de 12 MW, con una potencia garantizada de 8MW, generados por Loma Campana Este se celebró como 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 Emisora es fijado por dos componentes principales, a saber:

- un Pago por Capacidad Fija, que comprende un precio fijo por MW por mes correspondiente a la Capacidad Contratada. A los fines del recibir el Pago por Capacidad Fija completo, la Capacidad Contratada de la Emisora deberá encontrarse plenamente disponible, a pedido de YPF, para el suministro de energía; y
- un Pago Variable, que comprende un precio fijo por MW/h entregado a pedido de YPF y un precio variable concebido para cubrir los costos operativos y los costos de mantenimiento (excluyendo el consumo de combustible) incurridos por la Emisora en base a la cantidad de energía generada por la Emisora y el tipo de combustible que ésta utiliza.

Loma Campana Este opera solo con gas natural, que suministra YPF a su cargo exclusivo, de acuerdo con las necesidades de consumo en cada punto identificado.

El acuerdo original se suscribió por un plazo de 36 meses contados desde el 11 de julio de 2017. El 21 de julio de 2020, luego de la solicitud de YPF para prorrogar el PPA de Loma Campana Este, el acuerdo se reformó hasta alcanzar una capacidad garantizada de 5MW. De conformidad con el acuerdo modificado, la Emisora inició un proceso a los fines de obtener la optimización de los costos incurridos por ésta y, el 1 de enero de 2021, la Emisora implementó mecanismos de operación remota en las instalaciones de Loma Campana I y Loma Campana II. En el mes de julio de 2021, la capacidad contratada se incrementó a 8 MW hasta el 20 de mayo de 2026, aunque la Emisora tiene la posibilidad de prorrogar este plazo por otros dos años.

PPA LPC I y LPC II

El 29 de diciembre de 2021, la Emisora celebró un PPA denominado en dólares estadounidenses con YPF con relación a la potencia generada por su central eléctrica LPC I. En virtud del acuerdo mencionado, cuyo vencimiento tendrá lugar el 4 de enero de 2033, la Emisora tiene la posibilidad de comercializar libremente cualquier energía excedente que no sea suministrada a YPF. En el mes de octubre de 2020, la Emisora celebró un PPA con YPF para el suministro del vapor generado por su central eléctrica LPC II. Adicionalmente, a partir del 1° de noviembre 2024 se incorporó a LPC I al Autogenerador Distribuido Loma Campana 3, aportando

generación a la demanda de distintos puntos de YPF SA. Para más información, véase "*Contratos de venta de vapor de centrales de cogeneración*".

PPA Manantiales Behr

La central térmica Manantiales Behr opera como autogenerador distribuido del MEM con respecto a sus 58 MW, de conformidad con la Resolución 269/2008 de la Secretaría de Energía Eléctrica. En dicho marco, se celebró con YPF un PPA que involucró a la totalidad de la potencia nominal de la central (el "**PPA Manantiales Behr**").

La central térmica Manantiales Behr opera con gas natural, suministrado por YPF a su costo exclusivo, de acuerdo a sus necesidades de consumo de electricidad en cada uno de los puntos identificados. El acuerdo tiene una duración de 20 años, se encuentra denominado en dólares estadounidenses y entró en vigor el 26 de noviembre de 2020.

Energía Renovable

Los PPA con YPF y otros clientes industriales con respecto a sus centrales de generación de energía renovable se encuentran denominados en dólares estadounidenses y las tarifas bajo éstos son pagaderas asimismo en dicha moneda. La duración promedio ponderada de los PPA de la Emisora celebrados con clientes privados es de 7,1 años. Los PPA de la Emisora con CAMMESA correspondientes a sus centrales generadoras de energía renovable se encuentran denominados en dólares estadounidenses; no obstante, las tarifas bajo tales PPA resultan pagaderas en pesos argentinos.

A continuación sigue un detalle de los activos de generación de energía renovable comprometidos bajo los PPA de la Emisora.

Central eléctrica [(1)]	**Comprador**	**Capacidad instalada (MW)**	**Plazo (en años)**	**FHC**	**Fecha de vencimiento**	**Factor de carga**
Parque Eólico Manantiales Behr	YPF	99	15	2018	Julio de 2033	57%
Parque Eólico Los Teros	YPF	175	15	2020/ 2021	Agosto de 2035	46%
Parque Eólico Cañadón León	CAMMESA e YPF	123	15	2021	Septiembre de 2036	51%
Parque Eólico General Levalle	YPF	155	N/A	2024	N/A	44%[(2)]

(1) Los PPA de la Emisora con otros clientes industriales relacionados con sus centrales de energía eólica denominadas Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y su parque solar Zonda, no se encuentran descriptas en la tabla debido a que los términos y condiciones de los PPA celebrados con grandes usuarios privados pueden variar de forma significativa. Para conocer más información acerca de los PPA celebrados con grandes usuarios privados con respecto a las centrales eólicas de la Emisora Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y su parque solar Zonda, véase "*Información sobre la Emisora – Remuneración de la Emisora – PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora – Energía Renovable – PPA celebrados con YPF y otros clientes industriales en el MATER*".

(2) Factor de carga correspondiente a los primeros meses de puesta a punto.

PPA celebrados con YPF y otros clientes industriales en el MATER

En el mes de agosto de 2018, la Emisora celebró un PPA con YPF de 15 años de duración por una capacidad de 49,5 MW de potencia y con un compromiso de suministro de energía de 210.240 MWh/ año de energía eléctrica (el "**PPA Manantiales Behr**"). La entrada en vigencia del PPA Manantiales Behr tuvo lugar en la fecha de habilitación comercial de la primera fase del Parque Eólico Manantiales Behr en agosto de 2018. El PPA Manantiales Behr se encuentra estructurado como un acuerdo de compra en firme (*take or pay*), con un factor de ajuste anual denominado en dólares estadounidenses y pagadero en pesos argentinos al tipo de cambio vigente – tipo de cambio vendedor – al día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago. El PPA Manantiales

Behr prevé una indemnización en caso de rescisión por culpa de YPF, que compensa el remanente de los ingresos bajo el contrato por el plazo no transcurrido.

La Emisora ha celebrado un PPA con YPF para obtener capacidad de potencia instalada de 29,3 MW de la segunda etapa del Parque Eólico Manantiales Behr, por un plazo de siete años. La entrada en vigencia de este acuerdo fue el 22 de noviembre de 2018, pagadero en pesos argentinos al tipo de cambio vigente al día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago. La capacidad de potencia instalada remanente del Parque Eólico Manantiales Behr se encuentra comprometida a diversas entidades del sector privado (Roca Argentina S.A., Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A., Toyota Argentina S.A., Profertil S.A., Nestlé Argentina S.A. y Eco de los Andes S.A., entre otras).

Conforme a lo establecido por la Resolución N.º 281/2017 dictada por el ex Ministerio de Energía, desde el cuarto trimestre de 2017, se ha adjudicado prioridad de despacho en el MATER al Parque Eólico Manantiales Behr con relación a sus 99 MW de capacidad instalada.

En 2019, la Emisora celebró un PPA a quince años con YPF para el suministro de los 60,40 MW generados por el Parque Eólico Los Teros, con vigencia a partir del mes de septiembre de 2020. Asimismo, la Sociedad ha celebrado PPA con usuarios del sector privado (incluyendo a Toyota, Profertil, Ford, Roca, Cladd, Hyatt, YPF y Holcim) para el suministro de la energía generada por su central eólica Los Teros, a la cual se han asignado 175 MW de prioridad de despacho en la capacidad de transporte correspondiente al MATER. Estos PPA poseen un plazo promedio remanente de 9 años de vigencia y se encuentran denominados en dólares estadounidenses.
En el mes de diciembre de 2021, la Emisora celebró un PPA a quince años con YPF para el suministro de los 21,15 MW generados por el Parque Eólico Cañadón León. Este PPA se encuentra denominado en dólares estadounidenses y entró en vigencia luego de la FHC del Parque Eólico Cañadón León.

La Emisora celebró diversos PPA con grandes usuarios del sector privado (incluyendo Claro, FORD, Molinos Rio de La Plata y Renova) para el suministro del 100% de la energía generada por la central eólica General Levalle, a la cual se le han asignado 145 MW de prioridad de despacho en la capacidad de transporte correspondiente al MATER. Estos PPA poseen un plazo promedio de 7 años de vigencia y se encuentran denominados en dólares estadounidenses.

Asimismo, la Emisora celebró diversos PPA con grandes usuarios del sector privado (incluyendo Claro, FORD, Molinos Rio de La Plata y Renova) para el suministro de la energía generada por el Parque Solar Zonda, a la cual se le han asignado 99 MW de prioridad de despacho en la capacidad de transporte correspondiente al MATER. Estos PPA poseen un plazo promedio remanente de 4,7 años de vigencia y se encuentran denominados en dólares estadounidenses.

PPA celebrado con CAMMESA
Se adjudicó a la central eólica Cañadón León una potencia nominal de 122,67 MW, en el marco de la licitación denominada RenovAr 2.0 en virtud de un PPA por 99 MW con CAMMESA por un plazo de 20 años (el "**PPA Cañadón León**").

Debido a ciertas demoras en la construcción de la central eólica Cañadón León, la subsidiaria de la Emisora, Luz del León solicitó a CAMMESA, de conformidad con la Resolución N.º 52/2019, una prórroga de la fecha de habilitación comercial correspondiente a los 99 MW pertenecientes al parque eólico Cañadón León comprometidos bajo el programa RenovAr 2, mediante la aceptación de una reducción en el plazo del PPA equivalente a seis veces la demora y asimismo una reducción en el factor de incentivo.

Proyectos bajo construcción

Parque Eólico CASA

A la fecha del presente Prospecto, 28 MW de la potencia que se prevé generar en el Parque Eólico CASA de la Emisora se ha comprometido bajo un PPA a 25 años celebrado con Cementos Avellaneda S.A. Adicionalmente, 5 MW de la potencia del parque fueron comprometidos bajo un PPA a 3 años con Cofco International Argentina S.A.

Parque Solar El Quemado

En octubre de 2024 la Compañía inició la construcción del Parque Solar Fotovoltaico El Quemado, ubicado en la localidad de El Quemado, provincia de Mendoza. El parque tendrá una potencia total instalada de 305MW.

Se espera que el proyecto se encuentre despachando energía en forma escalonada (3 etapas) entre el 1er y 2do trimestre de 2026.

El 08 de enero de 2025, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución 1/2025 del Ministerio de Economía quien, en su carácter de Autoridad de Aplicación del RIGI, resolvió aprobar la solicitud de adhesión a dicho régimen oportunamente presentada por Luz del Campo S.A., una subsidiaria 100% controlada por la Emisora, para su proyecto de construcción del Parque Solar Fotovoltaico "El Quemado", fijando como fecha de adhesión al RIGI el día 16 de diciembre de 2024.

Energía Base

Las centrales Tucumán, San Miguel de Tucumán, LPC I, LPC II y Central Dock Sud operan en el marco de Energía Base. Los ingresos que la Sociedad obtuvo por venta bajo Energía Base representaron el 17% y el 15% de los ingresos correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

El 2 de febrero de 2017, la Resolución N° 19/17 estableció un esquema de precios para los generadores existentes, ofreciendo incentivos por aumentar la capacidad, eficiencia y potencia no comprometida en virtud de contratos de abastecimiento, incluidos los contratos celebrados en el marco del programa Energía Plus. Conforme a la Resolución N° 19/17, los precios del programa Energía Base se fijaban en dólares estadounidenses y eran pagaderos en pesos al tipo de cambio publicado por el Banco Central en la fecha inmediatamente anterior a la fecha de pago.

El 28 de febrero de 2019, la Resolución N° 01/2019, la cual reemplazó a la Resolución N° 19/17, modificó la remuneración de los generadores existentes al introducir el concepto de DIGO y establecer mecanismos para recuperar los montos asociados a la financiación otorgada oportunamente para realizar tareas de mantenimiento no recurrente, mayor y/o extraordinario.

El 12 de diciembre de 2022, la Resolución N° 238/2022 actualizó todos los conceptos remunerativos de Energía Base en 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. La remuneración por horas de máximo rendimiento térmico no sufrió variaciones. Sin embargo, la Resolución N° 826/2022 introdujo 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 (18 hs. a 23hs.). El esquema de remuneración por DIGO dejó de compararse con la disponibilidad real de potencia ("**DRP**") y se calcula como la multiplicación directa de la disponibilidad real, el factor Kfm y el precio de la potencia DIGO. Se eliminó la diferenciación de precio de potencia térmica para centrales térmicas con una capacidad instalada inferior a 42 MW. Asimismo, en virtud de la Resolución N° 826/2022, se instruyó a CAMMESA a realizar controles de disponibilidad de potencia para verificar la efectiva operatividad de las centrales térmicas.

El día 5 de febrero de 2023, la SGE publicó la Resolución N° 59/2023, la cual autorizó a todos aquellos generadores categorizados como 'ciclos combinados' a celebrar contratos para promover inversiones para la ejecución de tareas de mantenimiento mayor y menor en las centrales. Estos contratos promueven inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y así 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% durante el resto

del año. Además de esta remuneración, se abonará un adicional de entre 600 y 2.000 AR$/MW por mes ligado a la disponibilidad de la central.

- *Pago por energía generada*: se fija un precio de remuneración para la energía generada de 3,5 US$/MWh para la energía generada con gas natural, 6,1 US$/MWh para la energía con gas oil o fuel oil y 8,7 US$/MWh para biocombustibles.

El 8 de septiembre de 2023, la SGE publicó la Resolución N° 750/2023 que reemplazó a la Resolución N° 826/2022 e incrementó todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas bajo el marco de Energía Base en un 23%. El 30 de octubre de 2023 y el 8 de febrero de 2024, la SGE publicó las Resoluciones N° 869/2023 y 9/2024, respectivamente, que reemplazaron a la Resolución 750/2023 e incrementaron todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas bajo el marco de Energía Base en un 28% con vigencia a partir de noviembre 2023 y en un 74% con vigencia a partir de febrero 2024.

El 18 de junio de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 99/2024 de la Secretaría de Energía, la cual actualiza en un 25% todos los conceptos de remuneración de las centrales que no se encuentran bajo contratos con vigencia para junio 2024.

El 2 de agosto de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 193/2024 de la Secretaría de Energía, la cual actualiza la remuneración establecida en la Resolución N° 99/2023 en un 3%, con vigencia para las operaciones comerciales correspondientes al mes de agosto 2024. Asimismo, el precio spot del mercado eléctrico se actualizó a Ps. 9.606/MWh (US$10,3/MWh).

El 29 de agosto de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 233/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 5% con vigencia a partir de septiembre de 2024.

El 30 de septiembre de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 285/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 2,7% con vigencia a partir de octubre de 2024.

El 02 de diciembre de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 387/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 5% con vigencia a partir de diciembre de 2024.

El 27 de diciembre de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 603/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 4% con vigencia a partir de enero de 2025.

El 31 de enero de 2025, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 27/2025, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 4% con vigencia a partir de febrero de 2025.

El 28 de febrero de 2025, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 113/2025, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 1,5% con vigencia a partir de marzo de 2025.

El 01 de abril de 2025, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 143/2025, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 1,5% con vigencia a partir de abril de 2025.

Contratos de venta de vapor de centrales de cogeneración

Los activos de Cogeneración de la Emisora comprometidos bajo los contratos de compraventa a largo plazo se indican a continuación:

Central	Contraparte	Cantidad Contratada	TOP/DOP	Combustible	Plazo en años	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
LPC I	YPF	190/210 TN/h	100%	GN provisto por YPF	15	1° de enero de 2018	4 de enero de 2033
LPC II	YPF	190/200 TN/h	100%	GN provisto por YPF mediante modalidad de fazón	15	30 de diciembre de 2020	30 de diciembre de 2035

Con efectos desde el 1 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.

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.

Fortalezas

Activos de generación de alta calidad y confiables que cuentan con tecnología y distribución geográfica diversa.
La Emisora cuenta con diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar de alta calidad en operación. A la fecha del presente Prospecto, los parques eólicos de la Emisora se encuentran posicionados entre los mejores de su clase en el país en términos de generación. Las centrales térmicas poseen niveles de eficiencia relativamente altos debido al uso de tecnologías modernas combinadas con un mantenimiento regular llevado a cabo por sus empleados altamente capacitados y proveedores de tecnología y mantenimiento de primer nivel. Las centrales térmicas tuvieron un factor de disponibilidad promedio ponderado del 79,1% y del 82,7% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y el durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, respectivamente. Asimismo, los parques eólicos y el parque solar se encuentran ubicados en áreas que presentan condiciones solares y de vientos muy favorables y registraron Factores de Carga aproximados del 50% y del 28%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, y de aproximadamente el 50% y el 30%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Los activos de generación de energía se encuentran ubicados en las regiones norte, centro y sur de Argentina, brindando a la Emisora la flexibilidad necesaria para despachar energía al MEM en diferentes puntos de interconexión y protegiendo a su cartera de las restricciones de transmisión del SADI derivadas de fallas del sistema y de la instalación de nueva capacidad.

Sólida generación de flujos de efectivo denominados principalmente en dólares estadounidenses. Los ingresos de la Emisora provienen principalmente de los PPA de largo plazo denominados en dólares. Los ingresos generados por sus centrales térmicas provienen principalmente de sus PPA denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA e YPF, con plazos que varían de 3 a 20 años. Con los PPA existentes respecto de sus centrales térmicas se remunera principalmente la capacidad disponible y la electricidad efectivamente generada y despachada. Los ingresos generados por los parques eólicos y el parque solar de la Emisora provienen de los PPA denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA, YPF y otros clientes industriales, con plazos que varían de 5 a 20 años. Con los PPA existentes respecto de sus parques eólicos y el parque solar se remunera la energía efectivamente generada y despachada, que depende de las condiciones del viento y la radiación solar. La remuneración bajo el régimen Energía Base se encuentra actualmente denominada en pesos argentinos y representó 17,0% y 15,4% de los ingresos de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, respectivamente.

Sólido enfoque en las energías renovables. La Emisora pretende consolidarse como líder en el mercado de generación de energías renovables en Argentina con un sólido enfoque en el desarrollo y la operación de parques eólicos y solares. Su cartera de activos de generación de fuentes renovables está compuesta por cuatro parques eólicos (Manantiales Behr, Los Teros, Cañadón León y General Levalle) y un parque solar (Zonda). Además, cuenta con dos proyectos renovables en construcción: el parque eólico CASA y el parque solar El Quemado I, cuya habilitación comercial está prevista para el primer trimestre de 2026 y el segundo trimestre de 2026, respectivamente. A la fecha del presente Prospecto, la participación en el mercado de generación de energías renovables del país en función de la capacidad instalada es del 11,35%, posicionando a la Emisora como el tercer generador de energías renovables más grande del país.

Alta eficiencia operativa y bajos gastos de capital. La Emisora ha sostenido la rentabilidad a través de su alta eficiencia operativa y bajos niveles de gastos de capital. Todas sus centrales de activos se encuentran automatizadas y funcionan a través de electricidad generada por sus propias centrales de energía eléctrica. Estas características determinan que sus centrales que son activos constituyan algunas de las centrales con mayor adelanto tecnológico y eficiencia operativa de América Latina. La Emisora ha expandido su cartera, con un pico de inversiones registradas en el año 2019, cuando completó exitosamente sus seis proyectos de centrales eléctricas en forma simultánea. Desde 2020, sus gastos de capital se han estabilizado alcanzando un rango anual de US$200 millones a US$250 millones, con gastos de capital vinculados al mantenimiento promedio efectuado regularmente de aproximadamente US$60 millones al año.

Patrocinadores locales e internacionales de renombre. YPF y GE Vernova son, en forma directa e indirecta, beneficiarios finales del 75,01% y del 24,99% del capital accionario de la Emisora, respectivamente, y detentan el control de la Compañía de conformidad con los términos del Convenio de Accionistas. YPF es la compañía energética más grande del país y opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas, con posiciones de liderazgo de mercado en los segmentos upstream y downstream, tiene participación estatal mayoritaria y sus acciones han cotizado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. GE Vernova, que opera más de 7.000 turbinas de gas, la base más grande de turbinas de gas a nivel mundial, incluyendo aproximadamente 55.000 aerogeneradores y tecnología de electrificación de última generación, participa en la generación de aproximadamente el 30% de la electricidad a nivel mundial. GE Vernova posee más de 80.000 empleados en más de 100 países.

Nuevos proyectos que favorecen el crecimiento y el aumento de la rentabilidad. La exitosa trayectoria con respecto a los clientes industriales e YPF, y en licitaciones llevadas a cabo por el gobierno nacional, junto con la construcción y el inicio de las operaciones en tiempo oportuno de sus centrales eléctricas y su eficiencia y seguridad operativa son prueba de la capacidad de la Emisora para obtener, ganar y desarrollar nuevos proyectos a precios de la energía competitivos, cumplir con los plazos de construcción, y operar y mantener sus centrales de generación de acuerdo con las normas de la industria. Los ingresos de la Emisora, de PPA de largo plazo con CAMMESA, YPF y otros clientes privados, y de la venta de contratos de vapor con YPF, representaron el 84,5% y el 82,9% de sus ingresos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, respectivamente. Actualmente, cuenta con 368 MW de capacidad en construcción de fuentes renovables, cuya habilitación comercial está prevista entre el cuarto trimestre de 2024 y el segundo trimestre de 2026.

Equipo directivo fortalecido y una fuerza laboral de alta calidad. El equipo directivo posee una amplia experiencia en la industria y en el ámbito financiero, incluyendo más de 25 años de experiencia en el sector energético del país. La Emisora considera que su equipo directivo ha tenido éxito a la hora de identificar oportunidades de inversión atractivas, estructurar planes de negocios innovadores y completar operaciones complejas de manera eficiente, tal como lo demuestra la expansión considerable que ha tenido desde sus inicios en 2013 (pasando de una capacidad instalada de 829 MW en 2013 a 3.392 MW a la fecha del presente Prospecto). La Emisora considera asimismo que su fuerza laboral posee experiencia y capacitación adecuadas para operar y mantener sus activos operativos a la vez que mejora sus niveles de eficiencia. Esta combinación entre un equipo directivo experimentado y una fuerza laboral técnica y operativa altamente capacitada contribuyen a la capacidad de la Emisora de operar sus activos de manera eficiente, identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de alta calidad e integrar nuevos negocios que adquiere o desarrolla, y, por lo tanto, hacer de la Emisora una empresa eficiente y rentable.

La estrategia

La misión de la Emisora 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 es ser una de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial.

A lo largo de sus 11 años de trayectoria operando en el sector de generación de energía eléctrica del país, la Emisora ha generado una cultura orientada a resultados con base en los valores como el compromiso, la sostenibilidad, la pasión, el trabajo en equipo y la agilidad, que le ha permitido convertirse en uno de los principales actores del sector de generación de energía eléctrica del país. Está fuertemente comprometida con dar respuesta al crecimiento previsto de la demanda del país en el largo plazo y con la generación de valor tanto para sus accionistas como para otras partes interesadas. La Emisora tiene previsto continuar invirtiendo en la expansión de su cartera de activos de generación de forma equilibrada, diversificada e integrada aprovechando las oportunidades disponibles que ofrecen una rentabilidad competitiva.

El plan estratégico de la Emisora se basa en aumentar significativamente su capacidad instalada de generación térmica y renovable eficiente, mediante nuevos desarrollos y adquisiciones, aprovechando las oportunidades que se presentan, y sobre la base de los siguientes tres pilares estratégicos de negocios:

- Excelencia y eficiencia operativa: Operar y administrar de manera eficiente, rentable y segura, bajo estándares de excelencia mundial.
- Crecimiento en el mercado eléctrico: Crecimiento rentable mediante el desarrollo de nuevos proyectos y la adquisición de oportunidades de mercado; y
- Desarrollo de negocios en nuevas energías: Adoptar e integrar tecnologías y modelos de negocios innovadores para la sostenibilidad de la Sociedad en el largo plazo.

Los objetivos estratégicos se agrupan en cuatro categorías:

(1) Financiera:

- Optimizar e incrementar la rentabilidad de los activos existentes;
- Respaldar las perspectivas de crecimiento en forma sostenible y rentable; y
- Mantener una disciplina financiera firme para acompañar las oportunidades de crecimiento con un enfoque financiero prudente.

(2) Mercado:

- Afianzar la participación de mercado en el país, con liderazgo en renovables;
- Ser un proveedor confiable y eficiente de soluciones energéticas para YPF;
- Generar soluciones energéticas integradas y sustentables, con alto valor generado a nuestros clientes, que permitan el desarrollo y aseguren la sostenibilidad de la Sociedad; y
- Tener un rol clave en la transición energética del país.

(3) Procesos internos:

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

(4) Recursos humanos:

- Igualdad de oportunidades y respeto por la diversidad;

- Gestión del talento y del conocimiento a los efectos de mantener un alto nivel de conocimiento técnico y experiencia;
- Fortalecer el empoderamiento y la rendición de cuentas; y
- Generar orgullo de pertenecer a la Sociedad.

ESG

La sustentabilidad es uno de los valores societarios de la Emisora y asimismo un pilar estratégico para el desempeño de su negocio. La estrategia de gestión ambiental, social y de gobierno (*Environmental, Social, and Governance* o "**ESG**", por sus siglas en inglés) está alineada con la política de sustentabilidad de la Emisora. Para evaluar el cumplimiento de la estrategia de ESG de la Emisora, se administran y se reportan en forma anual los impactos significativos en materia de ESG, de acuerdo con las pautas publicadas por las Iniciativas de Reporte Global (GRI según sus siglas en inglés) y la Junta de Normas de Contabilidad de Sostenibilidad (SASB, según sus siglas en inglés). Se identifican los impactos ambientales, sociales, de integridad y de gobierno y los riesgos relacionados con el negocio de la Emisora y se trabaja con terceros para minimizar y gestionar tales riesgos y así promover la implementación de las prácticas en materia de ESG de la Emisora.

La Emisora mantiene sistemas y procesos para asegurar excelencia en la gestión ESG, entre los que se destacan:

(i) *Ambiental*:

- Certificación ISO 14.001 de Gestión Ambiental en todos los activos;
- Certificación ISO 500.0001 de eficiencia energética en 9 activos
- Monitoreo de fauna voladora en todos los activos eólicos
- Evaluación del impacto social y ambiental como herramienta para la toma de decisiones para implementar proyectos con licencias ambientales y sociales apropiadas;
- Compromiso de reducir la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero;
- Implementación de programas para minimizar el uso de agua y desechos.

(ii) *Social*:

- Certificación ISO 45.001 de Gestión de Seguridad e Higiene en todos los activos;
- Programa de integral de Inversión Social y Ambiental en todas las comunidades adonde opera la compañía;
- Encuestas e índice de satisfacción de partes interesadas
- Sistema de consultas y reclamos accesible a todas las partes interesadas.
- Fuerte programa de seguridad y prevención de accidentes
- Foco en el desarrollo y capacitación de todo el personal
- Amplio programa de bienestar y acciones para mejorar el clima laboral

(iii) *Gobernanza*:

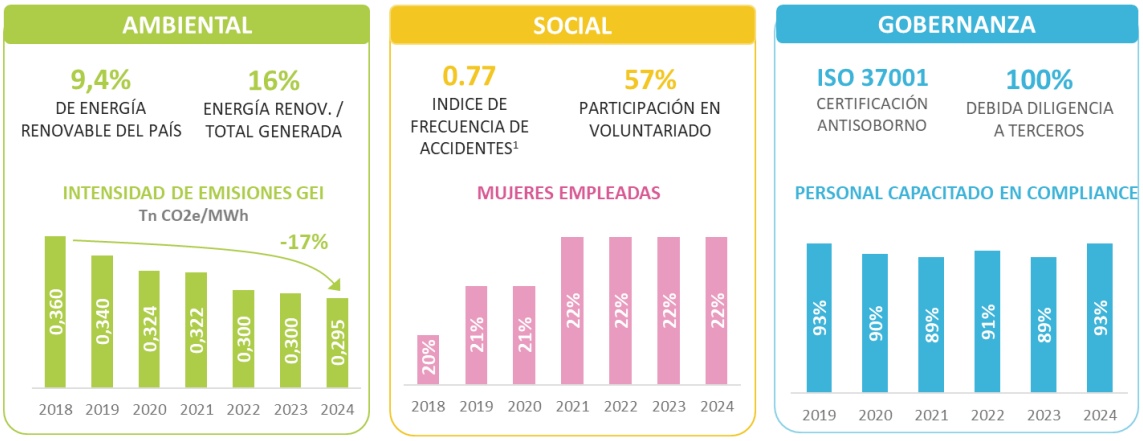
- Canal Compliance para gestión de denuncias de ética e integridad que asegura no retaliación y anonimato de denunciantes
- Certificación ISO 37001 de Gestión Antisoborno para toda la Sociedad;
- Fuerte cultura de *compliance* con alto nivel de capacitación de empleados y a proveedores críticos;
- Auditorías a terceros para asegurar cumplimiento en la cadena de valor
- Gestión de riesgos operativos, estratégicos, financieros y de *compliance* a través de Matriz de Riesgos y programa de auditoría interna

La estrategia en materia de ESG de la Emisora, es una parte integral de la estrategia de negocio, y la revisa anualmente el Directorio. La estrategia ESG revisada en 2024 comprende los siguientes cuatro pilares fundamentales que se encuentran integrados en su negocio: (i) compromiso con el medio ambiente, (ii) cuidado de las personas, (iii) excelencia operativa, y (iv) integridad. La Emisora utiliza estos pilares para llevar a cabo operaciones comerciales de modo responsable y para fortalecer su competitividad en el largo plazo.

PROPÓSITO: IMPULSAR DESDE ARGENTINA LA EVOLUCIÖN DE LA ENERGIA PARA EL BIENESTAR DE LAS PERSONAS					
PILARES	**COMPROMISO AMBIENTAL**	**CUIDADO DE LAS PERSONAS**		**EXCELENCIA OPERATIVA**	**INTEGRIDAD**
FOCO	Generamos energía eléctrica eficiente y asequible, optimizando los recursos naturales y minimizando nuestro impacto ambiental. Buscamos disminuir las emisiones de CO2 de nuestras operaciones a través de mejoras tecnológicas, eficiencia energética y energías renovables. Ayudamos a nuestros clientes en su transición energética.	Cuidamos el bienestar, la salud, la seguridad de nuestros colaboradores y partes interesadas. Trabajamos para ser una empresa diversa e inclusiva. Promovemos el compromiso social de nuestro equipo a través de un programa de voluntariado corporativo. Contribuimos al desarrollo de las comunidades donde operamos		Generamos energía con alta confiabilidad, disponibilidad y eficiencia a través de la excelencia operativa en la gestión de nuestros activos. Priorizamos la disciplina financiera para asegurar la rentabilidad y sostenibilidad económica de la compañía. Impulsamos la adopción de buenas prácticas de sostenibilidad en nuestra cadena de valor.	El *compliance*, la integridad y la transparencia están en el centro de todas las actividades de la compañía. Aplicamos estos estándares a nuestra cadena de valor. Fomentamos una cultura de *compliance* en nuestra gente.
PRIORIDADES	• Eficiencia energética • Agua y efluentes • Energía térmica eficiente • Energías renovables • Biodiversidad • Gestión de residuos	• Formación/desarrollo • Salud y seguridad • Diversidad • Voluntariado • Cultura y clima laboral • Comunidades • Inversión social • Gestión de reclamos		• Disciplina financiera • Excelencia operativa • Energía confiable • Disponibilidad • Foco en calidad • Innovación	• Integridad • Compliance • Transparencia • Credibilidad
AMBICIONES AL 2025	-10% de Intensidad de Emisiones GEI vs 2020	0,2% inversión social/ EBITDA	25% empleadas mujeres	+700MW renovables operativos	+90% personal capaci-tado en compliance. *Certificacion ISO 37001*
KPIs2024	-14% Intensidad de Emisiones GEI vs 2020	0,21% inversión social/ EBITDA	22% empleadas mujeres	632 MW renovables operativos	93% personal capacitado en compliance. Certificación ISO 37001
STATUS	CUMPLIDO	CUMPLIDO	EN PROCESO	EN PROCESO	CUMPLIDO
Objetivos de Desarrollo Sostenible					

La Emisora se ha planteado ambiciones ESG al 2025 cuyo avance reporta anualmente. A 2024, se cumplieron 3 de las 5 ambiciones planteadas: reducción en intensidad de emisiones GEI vs 2020 (-14%), inversión social y ambiental/EBITDA (0,21%), personal capacitado en *compliance* (93%) y certificación anual ISO 37001. Quedan aún en proceso el porcentaje de mujeres empleadas (25%) y alcanzar 700MW de capacidad instalada renovable.

Asimismo, la emisora reporta y monitorea anualmente otros indicadores ESG claves tales como el índice de frecuencia de accidentes (IFA), que en 2024 se mantuvo debajo del target de 0,85, se registró una disminución en los índices de accidentes computables y se incrementó la participación de sus empleados en su programa de voluntariado societario. El siguiente gráfico que resume algunos de los logros ESG alcanzados en 2024.



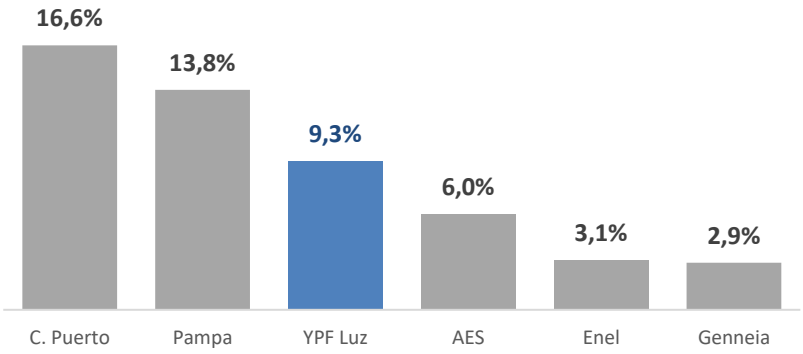
1. Accidentes con pérdida de jornada laboral por millón de horas trabajadas, excluyendo in-itinere.

Competencia

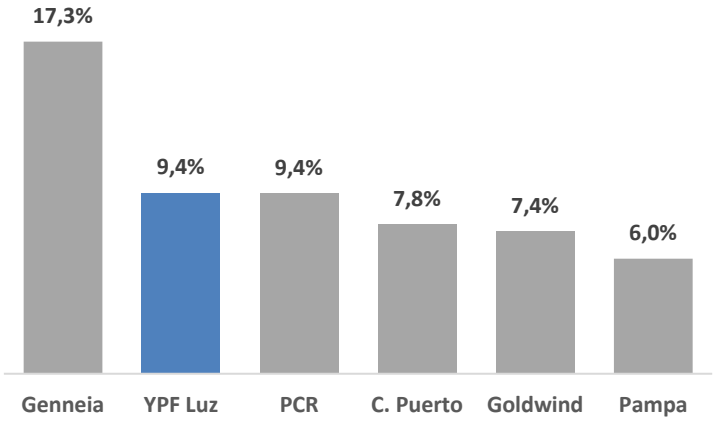
La demanda de potencia y energía en Argentina se ve satisfecha por distintas compañías generadoras del sector público y privado y no ha habido presión competitiva significativa en la industria de la electricidad en Argentina entre 2002 y 2015. Desde el año 2015, la incorporación de nueva capacidad instalada a través de distintos proyectos (tanto de energía térmica como renovable) y el crecimiento de la demanda moderado han introducido a nuevos participantes en el sector energético argentino.

En el mercado generador de electricidad, la Emisora enfrenta la competencia de diversas compañías de gran reconocimiento que operan en forma permanente, tales como Pampa Energía S.A., Central Puerto S.A., AES Argentina Generación S.A., Genneia S.A. y Albanesi S.A. Los siguientes gráficos indican la participación de la Emisora en el mercado de generación de energía, el mercado de generación de energía renovable y el MATER, en términos de capacidad instalada de energías renovables, en cada caso con respecto al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, en comparación a la participación de sus competidores.

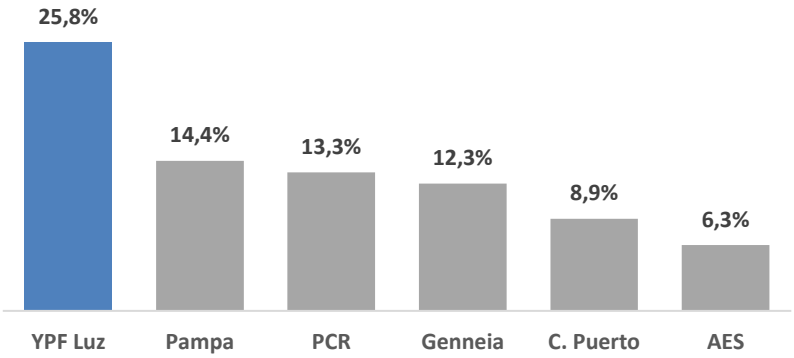
Participación en el mercado de generación de energía



Participación en el mercado de generación de energía renovable

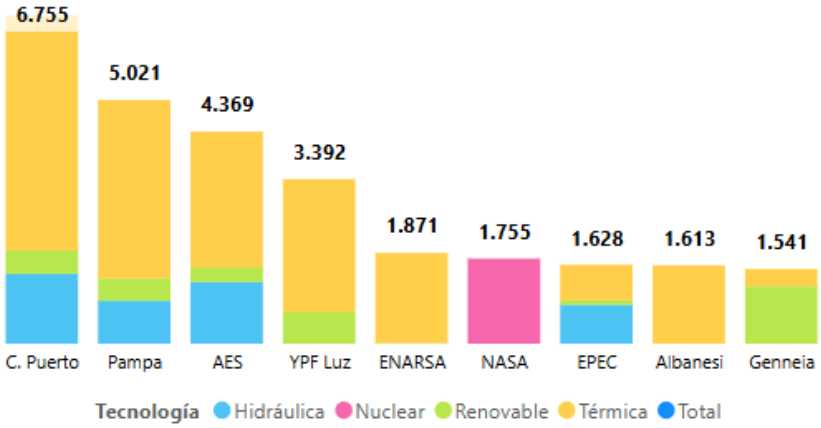


Participación en el mercado de generación en el MATER

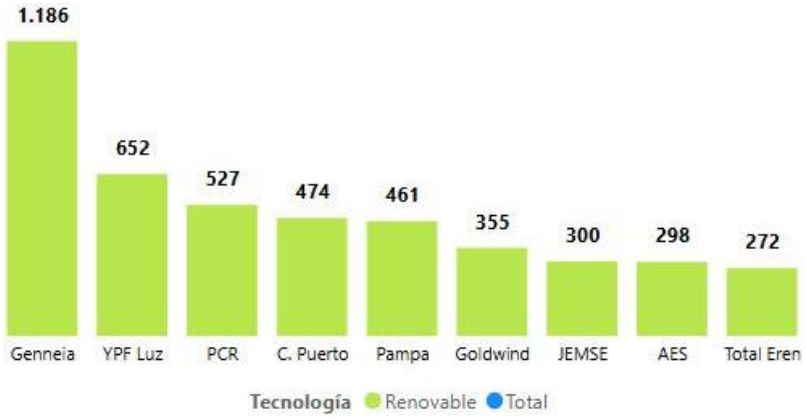


Los siguientes gráficos indican las participaciones de mercado en términos de capacidad instalada y capacidad instalada renovable a la fecha del presente Prospecto, en comparación a la participación de los competidores de la Emisora.

CAPACIDAD INSTALADA [MW]



CAPACIDAD INSTALADA RENOVABLE [MW]



A los fines de cumplir con las metas de incorporación de energías renovables al sistema energético conforme a lo establecido por la Ley de Energía Renovable, el ex Ministerio de Energía lanzó el Programa RenovAr, el cual, a la fecha del presente Prospecto, incluyó a dos rondas de licitaciones para la adjudicación de contratos de compraventa de energía renovable con CAMMESA sujetos a un plazo de 20 años y con precios denominados en dólares estadounidenses.

Con relación a los procesos licitatorios que involucran a la energía renovable, se observó mayor nivel de competencia, principalmente incluyendo a nuevos jugadores locales y extranjeros que expresaron su interés por participar en los procesos licitatorios.

Como consecuencia de tales adjudicaciones, existen nuevos competidores que ingresan al mercado de energía renovable, tales como Latinoamericana de Energía S.A., 360 Energy S.A., Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. y Genneia S.A.

Sistema Integrado de Gestión

El sistema integrado de gestión permite a la Emisora gestionar la calidad, seguridad e higiene de sus centrales y proyectos. Dicho sistema se encuentra basado en los tres principios siguientes: (i) asegurar condiciones de trabajo seguras mediante la implementación de las mejores prácticas reconocidas internacionalmente, (ii)

minimizar el impacto ambiental de la Emisora y (iii) mantener un entorno de trabajo sano. La Emisora aplica estos principios mediante la implementación de tres programas de sistemas integrados de gestión, que consisten en su programa de objetivos y acciones sobre seguridad e higiene, su programa de objetivos y acciones ambientales y su programa sobre objetivos y acciones de calidad.

Gestión ambiental

A la fecha del presente Prospecto, la Emisora no es parte de procesos judiciales ni posee conocimiento de procesos judiciales que involucren temas ambientales.

Asimismo, la Emisora ha obtenido los permisos ambientales requeridos por las leyes y normas ambientales aplicables y posee planes de gestión ambiental aprobados por parte de las autoridades regulatorias pertinentes. A los fines de mantener los máximos estándares ambientales, la Emisora lleva a cabo controles regulares que se encuentran dentro de los límites permitidos por las leyes y reglas actuales.

La Emisora opera de conformidad con su política de sustentabilidad a los fines de mejorar sus procesos de gestión y convertirse en una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sostenible. La sustentabilidad se encuentra integrada transversalmente dentro de todas sus áreas de negocios, garantizando la disponibilidad de los recursos necesarios y maximizando el valor de las acciones y de la Compañía.

La Emisora ha desarrollado asimismo un programa de gestión y de cumplimiento ambiental integral sujetos a auditorías internas y externas periódicas por parte de TÜV Rheinland. A los fines de dar cumplimiento a estas políticas, la Emisora obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión ambiental. La tabla siguiente establece las certificaciones de normas ISO que ha obtenido a la fecha del presente Prospecto con respecto a cada una de sus centrales luego de la realización de auditorías.

ACTIVO	ISO 9001	ISO 14001	ISO 50001	ISO 45001	ISO 37001
Central Térmica El Bracho	✔	✔	✔	✔	✔
Central Térmica San Miguel de Tucumán	✔	✔	✔	✔	✔
Central Térmica Tucumán	✔	✔	✔	✔	✔
La Plata Cogeneración I	✔	✔	✔	✔	✔
La Plata Cogeneración II	✔	✔	✔	✔	✔
Central Térmica Loma Campana I	✔	✔	✔	✔	✔
Central Térmica Loma Campana II	✔	✔	✔	✔	✔
Central Térmica Loma Campana Este	✔	✔	✔	✔	✔
Parque Eólico Manantiales Behr	✔	✔		✔	✔
Parque Eólico Los Teros I	✔	✔		✔	✔
Parque Eólico Los Teros II	✔	✔		✔	
Central Térmica Manantiales Behr	✔	✔	✔	✔	✔
Parque Eólico Cañadón León	✔	✔		✔	✔
Parque Solar Zonda	✔	✔		✔	✔
Parque Eólico General Levalle		✔			✔
Central Dock Sud	✔	✔		✔	✔

Seguridad e higiene

La gestión de la seguridad, higiene y salud ocupacional tiene como fin garantizar un entorno laboral seguro para preservar la integridad psicofísica de las personas propias y contratadas y resguardar los bienes propios y de terceros. Con foco en:

- Todos los incidentes y enfermedades profesionales pueden ser evitados;

- El cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y salud ocupacional establecidas es responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en nuestros activos.
- La concientización en la importancia de la seguridad y salud en el trabajo contribuye a lograr una cultura de seguridad donde todos colaboran y la seguridad se convierte en un valor.

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.

Gestión de calidad

La gestión de la calidad es el conjunto de actividades, procesos y estrategias para garantizar que el servicio cumpla con los requisitos y estándares deseados y tiene como objetivo mejorar continuamente la idoneidad, la adecuación, la eficiencia y la satisfacción de los clientes. Se tiene en cuenta:

- El contexto de la organización y sus partes interesadas.
- Gestionar planificadamente los cambios.
- El cumplimiento de los requisitos para garantizar que el sistema de gestión de calidad logra las salidas de sus resultados previstos.
- La optimización permanente de procesos para mantener y mejorarla satisfacción del cliente y prevenir defectos / desvíos antes de que ocurran. Y si ocurren gestionarlos adecuadamente.

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.

YPF Luz fue reconocida en el Premio Nacional a la Calidad 2022.

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

Seguros

La Emisora mantiene cobertura de todo riesgo contra todos los riesgos asegurables, incluyendo roturas de maquinarias e interrupciones de los negocios. Este seguro proporciona cobertura por los daños y perjuicios y por las pérdidas derivadas de terremotos, granizo, incendios, rayos, inundaciones y explosiones con relación a todas sus centrales térmicas, centrales eólicas y parque solar, entre otros supuestos. La Emisora mantiene asimismo cobertura por responsabilidad civil por daños y perjuicios causados por la Emisora a terceros por hasta la suma de $100 millones. La Emisora mantiene cobertura de seguro contra todo riesgo con relación a la totalidad de sus vehículos, edificios, bienes personales y equipos electrónicos. Asimismo, la Emisora usualmente adquiere cobertura de seguro contra riesgos de construcción y armado, con cobertura de responsabilidad civil, para los proyectos de inversión en bienes de capital que emprende la Emisora. La Emisora también contrata cobertura de seguro de responsabilidad civil para directores y funcionarios de conformidad con lo requerido por las leyes de Argentina.

La Emisora considera que el nivel de cobertura de seguro que ésta mantiene resulta razonablemente apropiado para cubrir los riesgos que enfrentan sus negocios y resultan comparables al nivel de cobertura de seguro y reaseguro que mantienen otras compañías de envergadura comparable y que operan en los negocios en los cuales participa la Emisora.

Empleados

Nuestra fuerza de trabajo consiste en personal permanente y temporario el cual, al 31 de diciembre de 2024, 2023, 2022, de acuerdo a información interna de la Sociedad, fue de 479, 479 y 366 empleados respectivamente. Nuestro equipo está formado por sólidos profesionales, técnicos y especialistas con experiencia en la industria de generación.

Aproximadamente el 50% de este personal ocupa posiciones fuera de convenio, mientras que el 50% restante está 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 al 31 de diciembre de 2024. 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	Córdoba	San Juan	Neuquén	Chubut	Total
Fuera de convenio	27	143	38	3	5	10	11	**237**
Dentro de convenio	97	5	101			22	17	**242**
Total	**124**	**148**	**139**	**3**	**5**	**32**	**28**	**479**

En el siguiente cuadro se detalla la clasificación del personal de la Sociedad en orden a sus posiciones vigentes al 31 de diciembre de 2024.

Área	Cantidad de personas
Gerencia	39
Jefatura/Supervisión	70
Coordinación/Supervisión	85
Profesionales/Analistas/Operarios	175
Técnicos	110
Total	**479**

La cantidad de empleados propios de la Sociedad a la fecha de emisión de este Prospecto totaliza 479 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), Cañadón León (Provincia de Santa Cruz), La Plata (Provincia de Buenos Aires), Los Teros, Azul (Provincia de Buenos Aires), Avellaneda (Provincia de Buenos Aires), General Levalle (Provincia de Córdoba), Departamento de Iglesia (Provincia de San Juan) y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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.

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.

Procedimientos legales

Con la excepción del pedido de arbitraje contra las afiliadas de GE Vernova mencionado en "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la Emisora - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción*", es posible que eventualmente la Emisora se vea involucrada en procedimientos arbitrales y/o litigios en el giro habitual de los negocios, incluyendo ciertos reclamos de terceros, reclamos ambientales, controversias laborales y controversias vinculadas a cuestiones impositivas con ciertas provincias de Argentina y con las autoridades tributarias federales. Al leal saber y entender de la Emisora, no existen acciones, investigaciones, demandas ni procedimientos en trámite en su contra o en contra de ninguno de sus bienes que pudieran tener un efecto adverso significativo sobre su posición financiera o sobre su capacidad de cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables.

EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

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 Compañía. 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 Secretaría de Energía Eléctrica (https://www.argentina.gob.ar/economia/energia), CAMMESA (www.cammesa.com.ar), 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 reporte anual.

Aspectos Generales del Marco Legal

Principales disposiciones legales y complementarias

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino vigente en la actualidad está conformado por: (i) la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley Nº 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991, sancionada parcialmente por el Decreto N° 13/92 y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y el Decreto Nº 186/95 (en conjunto las leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus modificatorias, el "**Marco Regulatorio**"). El Marco Regulatorio – la Ley Nº 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. Dicha ley dispuso asimismo la organización del MEM –el cual se describe con más detalle a continuación– a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91; y el Decreto N° 186/95 creó además la figura del "participante", destacándose entre éstos el "comercializador", que se define como una empresa que no es un agente del MEM pero que comercia electricidad al por mayor.

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 de la 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 las autoridades pertinentes.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular 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 energía eléctrica dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al SADI, también debe cumplir con reglamentaciones federales (conf. artículo 6 de la Ley 15.336 y modificatorias). 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 energía eléctrica en el MEM, el cual se encuentra comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

Resolución SE - MEC 21/2025

Mediante la Resolución SE - MEC 21/2025 publicada en el Boletín Oficial el 21 de enero de 2025, se suspendió y modificaron ciertos artículos de las Resoluciones 95/2013, 354/2020 y 1281/2006. En particular:

- Suspende el artículo 9 de la Resolución 95/2013 indicando que a partir del 1° de marzo de 2025 los proyectos de generación hidroeléctricos, térmicos, renovables o nucleares que sean habilitados comercialmente a partir de enero 2025 podrán celebrar contratos de abastecimiento en el mercado a término con demandantes, distribuidoras o grandes usuarios del MEM;
- Deroga por completo la Resolución 354/2020 que establecía los distintos ordenes de prioridad de abastecimiento de gas de CAMMESA y consideraba como volumen firme de gas de CAMMESA a los

contratos firmados del Plan Gas AR, los contratos firmados con productores y generadores que adhieran al despacho centralizados, el TOP de Bolivia, etc.

- Modifica el artículo 8 de la Resolución 95/2013 indicando que a partir del mes de marzo 2025 se reconocerán los combustibles propios valorizados al precio de referencia y aceptados en las declaraciones de CVP. Asimismo, los generadores spot podrán gestionar su propio combustible y CAMMESA seguirá funcionado como proveedor de combustible de última instancia en el caso de que cada generador opte por no gestionar su propio combustible;
- Establece que a partir de febrero 2025 el costo de la energía no suministrada será de US$1.500 MWH rigiendo los siguientes porcentajes de escalones de falla respecto su demanda y su respectiva valoración: hasta 5% US$ 350 MWH; hasta 10% US$ 750 MWH y más de 10% US$ 1.500 MWH;
- A partir de febrero 2025 deroga los artículos 2 y 9 de la Resolución 1281/2006 indicando que la incorporación de nuevos contratos o renovación de contratos de 'Energía Plus' tendrán como límite de vigencia el día 31 de octubre de 2025. A partir de esa fecha no podrán celebrarse nuevos contratos de esta modalidad. Por otro lado, los contratos Plus que estén vigentes continuarán vigentes hasta que se termine su respectivo plazo de contrato y se continuarán transaccionando en iguales condiciones hasta su finalización.

Con fecha 29 de enero de 2025, CAMMESA publicó en su website una sección complementaria a la Resolución SE - MEC 21/2025 en la que se encuentra la nota enviada de SE a CAMMESA, en la que detalla que el MEM registra una limitada reserva disponible en materia de generación y transporte de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda, que convive con compromisos contractuales en materia de energía, potencia y combustibles asociados. Por ello, destaca la necesidad de implementar un proceso de normalización gradual, que genere las condiciones para la inversión en todos los segmentos de la industria que permitan, progresivamente, aumentar la confiabilidad del abastecimiento, la eficiencia operativa, y la sustentabilidad económica del mercado y logren una desconcentración del mercado en CAMMESA. En atención a lo indicado, la SE elaboró los lineamientos para la normalización del MEM y su adaptación progresiva, que se adjuntan a la Nota SE como anexo. En ellos, se detallan las modificaciones que se prevén para la gestión de combustibles, en la demanda en el MEM, la determinación de los precios y el funcionamiento del MAT y del Mercado Spot.

DNU N° 70/2023

El 21 de diciembre de 2023 se publicó en el BO el Decreto de Necesidad y Urgencia ("**DNU**") N° 70/2023 el cual declara el estado de emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, y anula, introduce y/o modifica ciertas leyes. Entre las principales medidas establecidas se encuentran: (i) reformar las estructuras de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de la energía eléctrica y gas natural; (ii) calcular el costo del consumo básico con base en las tarifas de cada punto de suministro; (iii) definir mecanismos relacionados con la asignación de subsidios y su cobro por parte de los usuarios; (iv) modificar a la Ley General de Sociedades y la Ley Nº 23.696 ("**Ley de Reforma del Estado**") estableciendo que no se otorgarán prerrogativas o ventajas de derecho público a las empresas en las que el Estado Nacional sea accionista; (v) derogar la Ley N° 20.680 ("**Ley de Abastecimiento**") que otorgaba a la Secretaría de Comercio del Ministerio de Economía la facultad de imponer severas regulaciones y sanciones relacionadas con el suministro y distribución de bienes; y (vi) derogar el Decreto N° 1.060/2000 el cual fijaba plazos máximos a los contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles suscriptos entre petroleras y estaciones de servicio y limitaba en un 40% la participación de las primeras en las redes de estaciones de servicios que comercializan las marcas de su propiedad.

Sin perjuicio de haber sido tratado y rechazado por la Cámara de Senadores, sus disposiciones se encuentran vigentes a partir del 29 de diciembre de 2023 de conformidad con el artículo 17 de la Ley 26.122, salvo por algunas disposiciones que han sido objeto de medidas cautelares que suspendieron su vigencia.

Los cambios relacionados con el mercado eléctrico son los siguientes:

- **Derogación del Decreto N° 1491/2002:** Disponía que los precios de los contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos de Comercialización de Generación se facturarán en dólares estadounidenses y fijaba un tipo de cambio para estas transacciones de 1 AR$ = 1 USD.

- **Derogación del Decreto N° 634/2003:** Disponía que se podían redeterminar los canon o precios correspondientes a las partes faltantes de la ejecución de la ampliación de transporte de energía eléctrica en alta tensión cuando la variación de los precios del contrato, hayan superado el 5%.
- **Derogación de la Ley N° 25.822:** Se deroga la ley que disponía el 'Plan Federal de Transporte Eléctrico' con los fondos 'SALEX' generados por los excedentes por restricciones de capacidad de transporte. Ya no queda en manos de la secretaría de energía y del Estado Nacional ejecutar las obras del 'Plan Federal de Transporte Eléctrico'.
- **Derogación del Decreto N° 311/2006:** Otorgaba préstamos reintegrables del Tesoro Nacional al fondo unificado para sostener sin distorsiones el MEM.
- **Derogación de los artículos 16 a 37 de la Ley N° 27.424** (régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable): Se eliminan los artículos que estructuraban el 'Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Generación Distribuida', los beneficios promocionales y el 'Régimen de Fomento de la Industria Nacional'.
- Se faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de los subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural.

A la fecha de emisión del presente Prospecto, no es posible prever la evolución de las modificaciones establecidas en el Decreto ni nuevas medidas que podrían ser anunciadas ni su impacto en las operaciones de la Sociedad.

Ley de Bases

El 28 de junio de 2024, el Congreso Nacional aprobó la Ley de Bases, la que fuera promulgada con fecha 8 de julio de 2024 por el Poder Ejecutivo Nacional. La Ley de Bases conlleva varias reformas en el ámbito económico y administrativo de la organización institucional estatal. Entre otras, la Ley de Bases incluye disposiciones como ser:

- La declaración de emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por un período de un año;
- Amplias medidas de desregulación para reducir la intervención del gobierno en la economía. Esto incluye simplificar las regulaciones empresariales y reducir los obstáculos burocráticos para las empresas. En este sentido, incluye, sin limitación, enmiendas y derogaciones de regulaciones en las siguientes áreas: (i) organización de la administración pública; (ii) procedimiento administrativo; (iii) resolución de conflictos con el Gobierno; (iv) regulaciones aplicables a sociedades comerciales; (v) régimen de administración financiera; (vi) régimen de obligaciones y contratos destinado a fortalecer la autonomía de la voluntad de las partes; y (vii) promoción e incentivos para grandes inversiones;
- Autorización para la privatización total o parcial de ciertas empresas total o mayoritariamente propiedad del Gobierno;
- Un RIGI que establece beneficios para empresas nacionales y extranjeras que inviertan en proyectos "conducente a la prosperidad del país con inversiones iguales o superiores a US$200.000.000. Con fecha 23 de agosto de 2024, el Poder Ejecutivo Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto 794/2024 aprobando la reglamentación del RIGI;
- Creación de un beneficio jubilatorio proporcional para las personas que, al alcanzar la edad de jubilación, no cumplan con los años necesarios de aportes previsionales;
- Reforma del régimen laboral y previsional; y
- La modificación de la Ley de Gas Natural, para permitir, entre otras disposiciones, la extensión de la Licencia por un período adicional de 20 años (en lugar del plazo originalmente estipulado de 10 años).

Además, la Ley de Bases delega al Poder Ejecutivo Nacional, por un período de un año, para ajustar el marco regulatorio eléctrico, con el fin de, entre otras disposiciones:

(i) promover la apertura del comercio internacional de energía eléctrica bajo condiciones seguras y confiables, con el objetivo de atraer a un mayor número de participantes de la industria, pudiendo el Gobierno presentar objeciones basadas en motivos técnicos o económicos relacionados con la seguridad del suministro;

(ii) asegurar el libre comercio y la máxima competencia en la industria de la energía eléctrica, garantizando la libre elección de proveedor de electricidad por parte de los usuarios finales;

(iii) asegurar la especificación de los diferentes conceptos a ser pagados por el usuario final, con la obligación explícita del distribuidor de actuar como agentes para la recaudación o retención de montos a ser recibidos por energía, transporte e impuestos aplicables correspondientes al mercado mayorista de electricidad y al tesoro, según corresponda;

(iv) garantizar el desarrollo de la infraestructura de transporte de energía eléctrica a través de mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos; y

(v) modernizar la revisión de estructuras administrativas, tanto centralizadas como descentralizadas, en el sector eléctrico, modernizándolas y profesionalizándolas para un mejor cumplimiento de las funciones asignadas.

Adicionalmente, la Ley de Bases otorga al Poder Ejecutivo Nacional la facultad, hasta el 31 de diciembre de 2025, de crear, modificar, transformar y/o eliminar fondos fiduciarios en el sector energético, incluyendo aquellos destinados a subsidios. Por su parte, la Ley de Bases introduce enmiendas a la Ley N°26.741 y a la Ley de Hidrocarburos, para permitir a los concesionarios, refinerías y/o comercializadores de hidrocarburos exportar libremente hidrocarburos y/o sus derivados sin necesidad de satisfacer la demanda interna. En este sentido, estipula que el Estado no podrá intervenir en la fijación de precios de comercialización en el mercado interno en ninguna etapa de la producción. Estas medidas colectivamente tienen como objetivo crear una economía más dinámica, eficiente y competitiva en Argentina, aunque han enfrentado una oposición significativa de aquellos preocupados por los posibles impactos negativos en el bienestar social y los servicios públicos.

La Ley de Bases fue complementada a su vez por ciertas resoluciones, entre otras:

- Decreto Reglamentario 695/2024, de fecha 5 de agosto de 2024;
- Decreto Reglamentario 713/2024, de fecha 12 de agosto de 2024, por la que se aprobó el régimen de iniciativa privada;
- Decreto 971/2024, de fecha 1 de noviembre de 2024, por la que estableció los procedimientos administrativos para la obtención de autorizaciones administrativas regladas de la Administración Pública Nacional centralizada y descentralizada exceptuados de la aplicación del silencio con sentido positivo y aquellos que sí se encuentran sujetos a este régimen.

A la fecha de emisión del presente Prospecto, no es posible prever la evolución de las modificaciones establecidas en la Ley de Bases ni nuevas medidas que podrían ser anunciadas ni su impacto en las operaciones de la Sociedad.

RIGI

El 25 de agosto de 2024, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 749/2024 por el cual el Poder Ejecutivo Nacional reglamentó el RIGI, incorporado en el Título VII de la Ley N° 27.742, parcialmente modificado y complementado por los Decretos Reglamentarios 940/2024 y 1028/2024 (conjuntamente, el "**Decreto**").

El RIGI resulta aplicable a grandes inversiones en proyectos de los sectores de forestoindustria, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas. El plazo para adherir al Régimen es de dos años contados a partir de la entrada en vigencia de la ley, prorrogables por hasta un año más y sólo podrá hacerse a través de un VPU y/o Sucursal Dedicada o Especial previstos en el Decreto. Una vez manifestada la adhesión, existe un plazo adicional para presentar la declaración jurada del Régimen de Regularización previstos en la reglamentación.

El programa del RIGI cuenta con los siguientes beneficios y/o garantías, por un plazo de 30 años desde la fecha de inclusión:

- **Incentivos tributarios**: con respecto a impuesto a las ganancias, impuesto al valor agregado e impuesto sobre los débitos y créditos bancarios.
- **Incentivos aduaneros**: derechos de importación y de exportación, y libertad de importación y exportación.

- **Incentivos cambiarios**: libre disponibilidad de cobros de exportaciones, acceso al Mercado de Cambios para pago de préstamos y aportes para financiar el proyecto y liberación de restricciones para repagos de préstamos externos y pagos de dividendos.
- **Estabilidad**: estabilidad normativa en materia tributaria, aduanera y cambiaria para sus proyectos.
- **Otras garantías**: incluye libre disposición y comercialización del producto, no expropiación y derecho a operación sin interrupciones.

La Sociedad, por medio de su subsidiaria Luz del Campo S.A., presentó la correspondiente solicitud de adhesión en el RIGI por el Proyecto denominado Parque Solar El Quemado por hasta 305 MW, el cual resultó aprobado bajo la RESOL-2025-1-APN-MEC, siendo el primer proyecto aprobado bajo este esquema en la República Argentina.

ENRE

La Ley N° 24.065 creó el ENRE como un ente autárquico actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía. Las funciones principales del organismo 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) prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes del MEM, (d) 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; (e) aplicar sanciones previstas por el Marco Regulatorio y en los contratos de concesión (f) autorizar las servidumbres de electroducto; (g) autorizar la construcción de nuevas instalaciones; y (h) arbitraren los conflictos entre los agentes del MEM. Por su parte, la Ley N° 24.065 le confirió al ENRE facultades jurisdiccionales.

La Ley de Bases, que declaró la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de 1 año, y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional una serie de facultades por el plazo de la emergencia. Entre otras cuestiones, la Ley de Bases crea el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad que, una vez constituido, reemplazará y asumirá las funciones del ENRE y el Ente Nacional Regulador del Gas ("**ENARGAS**").

Por último, el 19 de noviembre de 2024, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto 1023/2024 que prorrogó la intervención del ENRE hasta la constitución, puesta en funcionamiento y designación de los miembros del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad creado por la Ley de Bases. Hasta el día de la fecha de este Prospecto, no se constituyó el nuevo ente por lo que continúa la intervención.

Secretaría de Energía

Además del ENRE, una de las principales entidades reguladoras en Argentina es la Secretaría de Energía. En la actualidad, conforme el Decreto N° 50/2019 (y modificatorias), la Secretaría de Energía actúa como Autoridad de Aplicación del Marco Regulatorio.

Su rol se encuentra definido en la Ley Nº 24.065 y en el Decreto Nº 50/2019 y modificatorias, particularmente el Decreto N° 764/2024. Según estas disposiciones, y bajo la órbita del Ministerio de Economía, la Secretaría de Energía asume la responsabilidad general de organizar la industria eléctrica y establecer las políticas aplicables al sector, entre otros objetivos conforme el Decreto N° 764/2024 (modificatorio del Decreto N° 50/2019).

Dentro del ámbito de la Secretaría de Energía, se encuentra la Subsecretaría de Energía Eléctrica, encargada de asistir a la Autoridad de Aplicación (conf. Decreto 764/2024).

CAMMESA

La creación del MEM hizo necesaria la creación de una entidad a cargo de la gestión del MEM y el despacho de energía a través del SADI. Estas tareas fueron encomendadas a CAMMESA, creada en virtud del Decreto N° 1192/1992, como una sociedad anónima sin fines de lucro. Los accionistas de CAMMESA, cada uno de los cuales posee una participación del veinte por ciento, son los siguientes: el Estado Nacional (representado por la

Secretaría de Energía) y las cuatro asociaciones que agrupan a los diferentes segmentos en que está dividido el sector eléctrico (generación, transporte, distribución y grandes usuarios).

CAMMESA es administrada por un directorio compuesto por diez directores titulares y un máximo de diez directores suplentes, que son designados por sus accionistas. Cada una de las asociaciones que representan a los diferentes segmentos del sector eléctrico tiene derecho a designar dos directores titulares y dos directores suplentes. Los dos directores titulares restantes de CAMMESA son la actual Secretaría de Energía, que se desempeña como presidente del directorio, y un miembro independiente que actúa como vicepresidente, designado en una asamblea de accionistas. Las decisiones adoptadas por el directorio de CAMMESA requieren del voto favorable de la mayoría de los directores presentes en la reunión, incluido el voto favorable del presidente del directorio.

Los costos operativos de CAMMESA son financiados mediante aportes obligatorios de los agentes del MEM. CAMMESA tiene a su cargo administrar el SADI de acuerdo con el Marco Regulatorio, entre otras funciones.

MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)

Las operaciones entre los diferentes actores de la industria eléctrica ocurren en el MEM, el cual es administrado por CAMMESA, que liquida todas las operaciones como un administrador del pool energético. El MEM fue concebido originariamente como un mercado competitivo en el que los generadores, distribuidores y ciertos grandes usuarios de electricidad podrían comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y a quienes también se les permitía celebrar contratos de suministro de energía eléctrica a mediano y largo plazo. En el caso de las distribuidoras, tenían precios fijos estacionales, es decir, se fijaban por períodos semestrales calculados por CAMMESA y aprobados por la Secretaría de Energía, con una revisión trimestral.

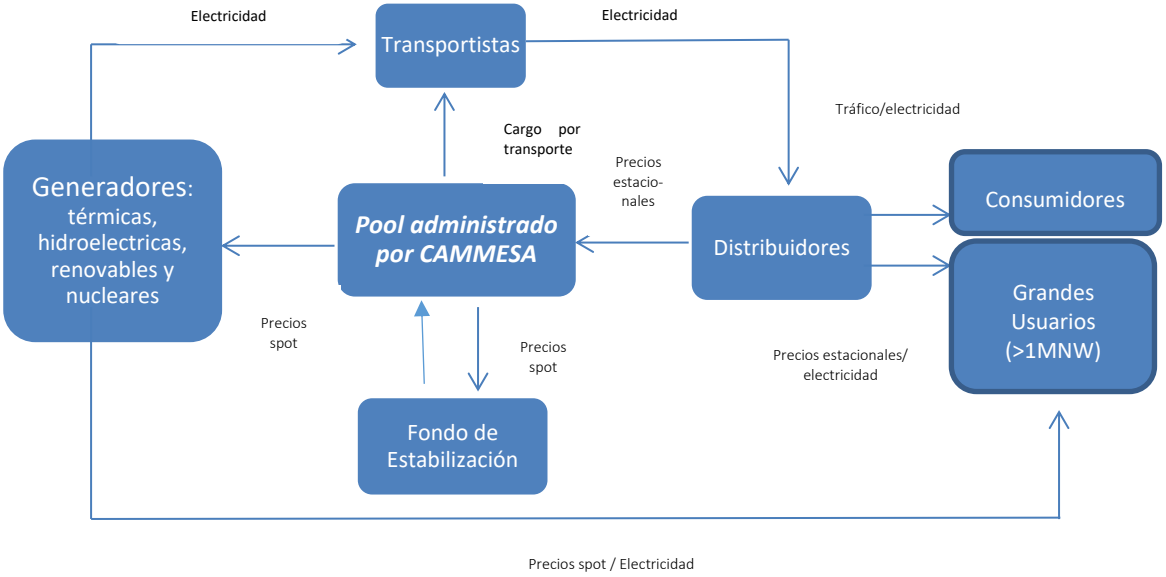
El MEM se compone principalmente de:

1. Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones que eran pactados libremente entre vendedores y compradores.

2. 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) (sin embargo, en la práctica, este sistema ha sufrido importantes distorsiones regulatorias desde el año 2002). Las compras realizadas en el Mercado Spot varían dependiendo de la naturaleza del comprador: los grandes usuarios, los generadores y los auto-generadores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la Secretaría de Energía. Los precios estacionales son fijados periódicamente por la Secretaría de Energía sobre la base de la programación efectuada por CAMMESA, y mantenidos por períodos de seis meses (sujeto a ajustes trimestrales), a fin de que los distribuidores paguen un precio estabilizado y, por ende, puedan trasladarlo a las tarifas abonadas por los usuarios finales; y

3. Un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, administrado por CAMMESA, y destinado a la compra de energía eléctrica por parte de los distribuidores. El Fondo de Estabilización absorbe las diferencias entre las compras de los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por venta de energía al precio spot, creado para estabilizar el precio que pagan los usuarios finales.

El siguiente diagrama ilustra las relaciones entre los distintos actores del MEM:



Estructura de la industria

La generación

De conformidad con la Ley Nº 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés general afectada al servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (es decir, generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, carbón, paneles solares o aerogeneradores) y energía renovable 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., treinta 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.

Asimismo, cabe notar que, en los últimos años, la Argentina ha priorizado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En tal sentido, no solo ha dictado normas tendientes a regular e incorporar este tipo de energía en el MEM sino que también la ha promovido mediante el otorgamiento de incentivos bajo la forma de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

En este sentido, mediante la sanción de la Ley N° 26.190 en diciembre de 2006, conforme fuera modificada y complementada por la Ley N° 27.191, ambas reguladas por el Decreto N° 531/2016 (modificado por Decretos N° 471/2017 N° 962/2017 y N° 476/2019), la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables para la prestación del servicio público fue declarada de interés nacional. Véase *"El Sector Eléctrico Argentino – Energía Renovable".*

Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley Nº 24.065, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos debido a su carácter de monopolios naturales. El Estado Nacional ha otorgado concesiones a empresas

privadas que llevan a cabo dichas actividades, bajo ciertas condiciones tales como, parámetros de calidad de servicio y fijación de las tarifas que tienen derecho a cobrar por sus servicios.

El transporte de energía eléctrica está conformado por (i) un sistema de transporte en alta tensión, operado por la empresa Transener, que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de energía eléctrica entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales, operado por TRANSNOA, DISTROCUYO, TRANSBA, TRANSNEA, TRANSPA, EPEN and TRANSCOMAHUE, por los que se transmite la energía eléctrica dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y grandes usuarios que operan en dicha región.

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.

Asimismo, el servicio de transporte es prestado por concesionarios que operan y usan líneas de transporte de alta y media tensión. El servicio de transporte consiste en la transformación y el transporte de energía eléctrica desde los puntos de entrega de los generadores a los puntos de recepción de los distribuidores o grandes usuarios. La Ley Nº 24.065 establece que las empresas de transporte deben ser independientes de otros participantes del MEM, y les prohíbe la compra y/o venta de electricidad.

La distribución de energía eléctrica 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 energía eléctrica 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 energía eléctrica que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por sus niveles de consumo, tales como usuarios residenciales.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024, prorrogada hasta el 9 de julio de 2025 por medio del Decreto N° 1023/2024 (publicado en el Boletín Oficial el 20 de noviembre de 2024). Asimismo, instruyó a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias. El objetivo declarado es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural. En cuanto a la revisión tarifaria, se dispuso a establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

Grandes usuarios

El MEM clasifica a los Grandes Usuarios de energía en tres categorías: (i) Grandes Usuarios Mayores o GUMAs, (ii) Grandes Usuarios Menores o GUMEs y (iii) Grandes Usuarios Particulares o GUPAs.

- Los GUMAs son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Las transacciones que realizan estos usuarios en el Mercado Spot son facturadas por CAMMESA.

- Los GUMEs son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 0.03 y 2.0 MW. 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.

- Los GUPAs son usuarios con una capacidad mínima de 0,030 MW y una capacidad máxima de 0,1 MW. 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.

Comercializadores

Desde 1997, los comercializadores están autorizados a participar en el MEM actuando a título de intermediarios en ventas de energía en bloque.

Restricciones Verticales y Horizontales

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

Generación

- Ni una empresa de generación, ni ninguna de sus empresas controladas o su empresa controladora, pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias de una empresa de transmisión o de la entidad controladora de una empresa de transmisión y
- Dado que una empresa de distribución no puede poseer unidades de generación, un titular de unidades de generación no puede poseer concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas de una empresa de generación eléctrica pueden poseer una entidad que tenga unidades de distribución, ya sea como accionistas del generador o a través de cualquier otra entidad creada con el propósito de poseer o controlar unidades de distribución.

Transmisión

- Ni una empresa de transmisión ni ninguna de sus empresas controladas ni su entidad controladora pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias o la empresa controladora de una empresa de generación;
- Ni una empresa de transmisión, ni ninguna empresa controlada por una empresa de transmisión, ni ninguna empresa controladora de una empresa de transmisión pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias o la empresa controladora de una empresa de distribución; y
- Las empresas de transmisión no pueden comprar ni vender electricidad.

Distribución

- Ni una empresa de distribución, ni ninguna de sus empresas controladas o su empresa controladora, pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias o la empresa controladora de una empresa de transmisión; y
- Una empresa de distribución no puede poseer unidades de generación. Sin embargo, los accionistas del distribuidor de electricidad pueden poseer unidades de generación, ya sea directamente o a través de cualquier otra entidad creada con el propósito de poseer o controlar unidades de generación.

El Artículo 33 de la Ley General de Sociedades postula 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 energía eléctrica 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.

Además de las restricciones verticales descritas anteriormente, las empresas de distribución y transmisión están sujetas a restricciones horizontales, como se describe a continuación:

Generación

Aunque la Ley de Electricidad no impone restricciones horizontales a la generación de electricidad, este subsector está sujeto a disposiciones generales antimonopolio y ciertas limitaciones podrían imponerse si, a través de fusiones y adquisiciones, una empresa adquiere una participación de mercado significativa; actualmente, ninguna empresa de generación tiene una participación de mercado que exceda el 20-24%, medida por la capacidad instalada.

Transmisión

- Dos o más empresas de transmisión pueden fusionarse o ser parte del mismo grupo económico solo si obtienen una aprobación expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa de transmisión pretende adquirir acciones de otra empresa de transmisión de electricidad;
- Para las empresas que prestan servicios de transmisión regional dentro de una misma región, el servicio es prestado por los concesionarios de manera exclusiva sobre ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión; y
- Para el sistema de transmisión de alta tensión, que comprende todo el sistema de 500kV y algunas líneas de 200kV del sistema costero, el servicio es prestado por una sola empresa (Transener) que tiene una posición monopólica a nivel nacional.

Distribución

- Dos o más empresas de distribución pueden fusionarse o ser parte del mismo grupo económico solo si obtienen una aprobación expresa del ENRE. Dicha aprobación es necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transmisión o distribución de electricidad; y
- De acuerdo con los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario de manera exclusiva sobre ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

Importaciones y exportaciones

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional (TEII), un servicio público sujeto a la concesión otorgada por la ex Secretaría de Energía Eléctrica. Bajo dicho régimen, a través de la Resolución N° 348/99, la ex Secretaría de Energía Eléctrica otorgó a Interandes Sociedad Anónima la concesión del TEII 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 Secretaría de Energía y CAMMESA.

Precio del despacho de electricidad y el Mercado Spot antes de la Resolución SE Nº 95/2013

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores de energía eléctrica se los remuneraba en función de dos componentes: (1) un componente variable, basado en la energía eléctrica vendida en el mercado; y (2) 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 energía eléctrica de dichas unidades. El valor del componente fijo depende, entre otras cosas, del nodo a través del cual la unidad se conecta al SADI.

De acuerdo con el Mercado Spot que regía previo a las Ventas Spot, la energía eléctrica se comercializaba a precios que reflejaban la oferta y la demanda. CAMMESA despachaba las unidades de energía disponibles de acuerdo a los costos variables de producción determinados por los agentes generadores, ya sea en función del costo del combustible o del precio del agua declarado, despachándose en primer lugar las unidades de energía más eficientes. El precio del Mercado Spot era determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. El precio de la energía consistía en un valor denominado "precio marginal del sistema" o "precio de mercado", y representaba al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda al mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales estaba encuentra directamente relacionado con los precios promedio trimestrales proyectados del Mercado Spot.

Sin embargo, en la práctica, los mecanismos de fijación de precios del Mercado Spot han sufrido importantes cambios desde 2002, y mediante la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía se introdujeron cambios significativos en la remuneración del sector de generación, transformando el sistema en un régimen "costos más margen", en el que los generadores eran remunerados sobre la base de los costos variables (no combustibles), los costos fijos y un margen adicional. Asimismo, la Resolución N° 95/2013 prohibió a los generadores comprar su propio combustible, siendo CAMMESA la única compradora y administradora del combustible.

El Fondo de Estabilización

El precio de la energía se transfiere a los usuarios finales a través de las empresas de servicios públicos de distribución. A los fines de establecer los precios para el usuario final, CAMMESA analiza la oferta y la demanda de energía eléctrica para el período cuyo precio se calcula. El precio estacional es un precio trimestral fijo. El Marco Regulatorio estableció un Fondo de Estabilización que absorbe las diferencias entre el precio estacional y el precio spot en el MEM. Cuando el precio estacional resulta superior al precio spot, se acumula un superávit en el Fondo de Estabilización. Todo eventual superávit se utiliza para compensar las pérdidas de períodos en los que el precio spot ha superado al estacional. No obstante, debido a políticas públicas en materia tarifaria, el Fondo de Estabilización ha sido deficitario desde 2003.

En lo que respecta al año 2024 hasta la fecha de este Prospecto, la fijación de precios estacionales se realizó mediante la Resolución N° 7/2024 de la SE (Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2024), Resolución N° 92/2024 (Programación Estacional de Invierno Definitiva para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2024 y el 31 de octubre de 2024), Resolución N ° 192/2024 (Reprogramación Trimestral de Invierno Definitiva para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1° de agosto de 2024 y el 31 de octubre de 2024), Resolución N° 19/2024 (Programación Estacional de Verano para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2024 y el 30 de abril de 2025) y Resolución N° 26/2025 (Reprogramación Trimestral de Verano Definitiva para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2024 y el 30 de abril de 2024).

Tarifas

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de energía eléctrica incluyen: (i) un cargo de conexión, (ii) un cargo por uso de la capacidad de transporte, y (iii) 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: (i) el precio de compra de energía en el MEM (el precio estacional tal como fue descrito arriba), (ii) los costos de transporte, (iii) un valor agregado de distribución ("**VAD**") que remunera al distribuidor y (iv) 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, así como también la depreciación y un retorno razonable del capital invertido. Las tarifas así determinadas deben permitir a un distribuidor eficiente cubrir sus costos de funcionamiento, financiar la renovación y mejora de sus instalaciones, satisfacer la demanda creciente, cumplir con los estándares de calidad establecidos y obtener un retorno razonable, y a la vez cumplir con ciertos

estándares de eficiencia de funcionamiento y operar en consonancia con las cantidades invertidas y con los riesgos nacionales e internacionales inherentes a sus operaciones.

Cabe notar que las tarifas se han visto afectadas por emergencias subsiguientes del sector energético, tal como se describe en la siguiente sección.

Emergencia del Sector Eléctrico

Impacto de la Ley de Emergencia Pública en el Sector Eléctrico

El sector eléctrico argentino ha sido profundamente afectado por la Ley de Emergencia Pública sancionada el 6 de enero de 2002. Esta ley convirtió las tarifas de transporte y distribución de energía eléctrica a Pesos y las congeló por más de seis años, permitiendo solo aumentos limitados y de pequeña escala. Las disposiciones transitorias y medidas adoptadas distorsionaron el mecanismo original de determinación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Aunque el precio spot aumentó relativamente, el precio estacional permaneció congelado hasta 2004, cuando se realizó un ajuste parcial que no incluyó a la demanda residencial, resultando en un déficit creciente del Fondo de Estabilización.

Remuneración y Emergencia del Sector Eléctrico

La remuneración a los generadores de energía eléctrica se mantuvo en niveles artificialmente bajos mediante normativas que establecieron topes a los precios spot y congelaron los pagos por capacidad. El 15 de diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo declaró la emergencia del sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 mediante el Decreto 134/2015. Posteriormente, el 20 de diciembre de 2019, se sancionó la Ley de Solidaridad, que declaró nuevamente la emergencia pública en materia tarifaria y energética, extendiéndola a otros campos y delegando amplias facultades al Poder Ejecutivo Nacional (PEN).

Medidas de la Ley de Solidaridad

La Ley de Solidaridad implementó varias medidas:

1. Suspensión de Aumentos Tarifarios: Suspendió los aumentos en las tarifas de transporte y distribución por 180 días, prorrogados posteriormente.
2. Renegociación Tarifaria: Ordenó un proceso de renegociación tarifaria, prorrogado varias veces.
3. Intervención del ENRE: Otorgó al PEN facultades para intervenir el ENRE, prorrogada durante toda la presidencia de Fernández.

Segmentación de Subsidios y Nuevas Declaraciones de Emergencia

El 16 de junio de 2022, se estableció un régimen de segmentación de subsidios para usuarios residenciales de energía eléctrica y gas natural. El 18 de diciembre de 2023, el Decreto N° 55/2023 declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural hasta el 31 de diciembre de 2024, instruyendo a la Secretaría de Energía a implementar un programa de acciones necesarias para establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia.

Revisión Tarifaria y Participación Ciudadana

El Decreto N° 55/2023 también ordenó iniciar la revisión tarifaria de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, con la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios antes del 31 de diciembre de 2024. Se establecieron mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

Intervención del ENRE y ENARGAS

El Decreto N° 55/2023 dispuso la intervención del ENRE y del ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024, facultando a la Secretaría de Energía a designar a los interventores y a realizar los procesos de revisión tarifaria.

Redeterminación de Subsidios y Audiencias Públicas

El 20 de diciembre de 2023, el Decreto N° 70/2023 facultó a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes. El 3 de enero de 2024, se convocaron audiencias públicas para la adecuación transitoria de las tarifas de transporte y distribución de varias empresas. El 16 de abril de 2024, se aprobó el "Programa para la revisión tarifaria del transporte de energía eléctrica en el año 2024".

Reestructuración de Subsidios y Plan de Contingencia

El 27 de mayo de 2024, el Decreto N° 465/2024 determinó la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía, estableciendo un Periodo de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados. La Ley 27.742 facultó al Poder Ejecutivo a adecuar el Marco Regulatorio para promover la apertura del comercio internacional de energía eléctrica y asegurar la libre comercialización y competencia en la industria. El 2 de octubre de 2024, se estableció el "Plan de Contingencia y Preparación para los Meses Críticos del Período 2024/2026".

Prórroga de la Emergencia del Sector Energético

Finalmente, el 19 de noviembre de 2024, el Decreto 1023/2024 prorrogó la emergencia del Sector Energético Nacional hasta el 9 de julio de 2025, extendiendo la intervención del ENRE y el ENARGAS hasta la designación de los nuevos miembros del Directorio.

FONINVEMEM y programas similares

En 2004, el gobierno argentino, con el objeto de incrementar la capacidad de generación, creó el FONINVEMEM (Resolución SE Nº 712/2004 y modificatorias), un fondo administrado por CAMMESA. Con la finalidad de aportar capital al FONINVEMEM, la ex Secretaría de Energía Eléctrica invitó a los participantes del MEM con LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, de acuerdo con la Resolución SE N° 406/2003 y 943/2003) originadas en sumas adeudadas por CAMMESA a generadores durante el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006, a aportar sus acreencias al FONINVEMEM. En las etapas iniciales del FONINVEMEM, los generadores tenían que participar en la construcción de dos nuevas plantas generadoras de ciclo combinado de 800 MW. En consecuencia, el 13 de diciembre de 2005, se crearon las compañías generadoras TMB y TJSM. Posteriormente, los generadores también aportaron a dichos proyectos las LVFVD desde 2007.

El FONINVEMEM les reembolsa a los aportantes privados el importe de los créditos aportados por cada uno de ellos en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, a partir de la fecha de habilitación comercial de las plantas, convertidos a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo aplicable, más intereses a la tasa de interés pautada en el acuerdo aplicable a cada proyecto. Para más información, véase *"El Sector Eléctrico Argentino – Estructura de la Industria - FONINVEMEM y programas similares"*.

Luego, en 2010, se celebró un nuevo acuerdo con los generadores del MEM a los efectos de fomentar el desarrollo de nueva capacidad de generación de energía eléctrica para satisfacer la creciente demanda de energía y capacidad y también para facilitar la liquidación de los LVFVD por las ventas de energía eléctrica.

Energía Plus – Resolución 1281/2006 (modificada por la Resolución 21/2025)

En septiembre de 2006, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE Nº 1281/06 que creó el Programa de Energía Plus, para 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:

1) 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.

2) Los GUMA, GUME y los grandes clientes de empresas de distribución (en todos los casos con un consumo igual o superior a 300 kilovatios) pueden satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base (igual a su demanda en 2005) 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 estuvieran interconectados al MEM. El precio que los grandes usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso de que no fuera previamente contratada bajo Energía Plus, originalmente fue estipulado como equivalente al costo marginal de operación. El costo marginal es igual al costo de generación de la última unidad de generación transportada para abastecer la creciente demanda de energía eléctrica en cualquier momento dado. Con Energía Plus, el precio fue modificado por la Secretaría de Energía y fijado en Ps. 650 por MWh para GUMA y GUME y ha sido mantenido para grandes consumidores de empresas distribuidoras por el exceso en la demanda (Nota Nº 111/16 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica).

No obstante, la Resolución 21/2025 del Ministerio de Economía, publicada en el Boletín Oficial el 28 de enero de 2025, dejó sin efecto el "Servicio de Energía Plus". Dicha resolución derogó los artículos 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 de la Resolución 1281/2006, poniendo fin al programa. Sin embargo, la resolución establece que la incorporación de nuevos contratos o la renovación de contratos en el Mercado a Término del MEM bajo la modalidad de Servicio de Energía Plus solo podrá realizarse hasta el 31 de octubre de 2025. Asimismo, los contratos vigentes bajo esta modalidad continuarán operando en las mismas condiciones hasta su finalización.

PPA para ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales y Resolución 220/07

Por medio de la Resolución N° 220/07, la Secretaría de Energía habilitó la celebración de PPAs entre el MEM (representado por CAMMESA) y empresas que aporten una nueva oferta de generación al sistema (es decir, las llamadas ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales presentadas por agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores que a la fecha de publicación de la resolución no fueran agentes del MEM o no contasen con las instalaciones de generación a comprometer en esas ofertas). Los PPA se aplican a todos aquellos proyectos de instalación de energía adicional en los que participara el Estado Nacional, ENARSA o los que el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (actualmente, la Secretaría de Energía) determinara.

La Resolución N° 220/07 estable los términos estándar de los PPA, incluyendo entre ellos:

1. *Vigencia:* diez años de plazo máximo.

2. *Partes:* Como parte vendedora, la empresa cuya oferta haya sido aprobada por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica; y como parte compradora el MEM en su conjunto representado por CAMMESA.

3. *Remuneración:* Será determinada en base a los costos aceptados por la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica y aprobados por el ex Ministerio de Planificación.

4. *Punto de entrega*: el nodo de vinculación de la central con el SADI.

5. *Recursos*: Los PPA deben incluir recursos a invocar por incumplimiento en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los PPA en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el SADI.

6. *Despacho*: Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los PPA generarán energía eléctrica en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.

Convocatoria a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada

Mediante la Resolución SEE N° 21/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada. La energía debía estar disponible en el MEM para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, a partir de los períodos estacionales de verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018.

El agente cuya oferta resultase finalmente aceptada debía suscribir un contrato de venta de disponibilidad de potencia de generación eléctrica y energía asociada en el MEM, denominado "contrato de demanda mayorista", con los agentes distribuidores y grandes usuarios del MEM representados por CAMMESA.

Los lineamientos del contrato referido se encuentran previstos en la Resolución N° 21. Entre otros, cabe destacar los siguientes: (i) su vigencia será entre cinco y diez años; (ii) el consumo específico máximo de cada unidad generadora por combustible utilizado será menor a 2.500 kilocalorías por kilovatios hora; (iii) se preverá un régimen de recursos por incumplimiento de la disponibilidad de capacidad de generación comprometida; (iv) se incluirá el suministro y reconocimiento del costo de los combustibles a consumir por las máquinas y centrales afectadas, con arreglo a la normativa aplicable; (v) la prioridad de pago de los contratos será primera en el orden de prelación, equivalente a la que poseen los contratos de abastecimiento vigentes con el BICE, como fiduciario de los fideicomisos "Central Termoeléctrica Manuel Belgrano" y "Central Termoeléctrica Timbúes", desde enero y febrero de 2010, respectivamente. Asimismo, la prioridad de pago será equivalente a la de las obligaciones de pago por compras de combustible líquido para generación de energía eléctrica; y (vi) los contratos incluirán otras características que surgen del régimen de la Resolución N° 21.

En virtud de la Resolución N° 21, la ex Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas por 6.611 MW y adjudicó 2.871 MW en total.

De acuerdo con la Resolución N° 155/16 y la Resolución N° 216/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a CAMMESA a suscribir los contratos de demanda mayorista con cada adjudicatario por 1.915 MW con un precio promedio de US$21,833/MW-mes, y por 956 MW con un precio promedio de US$19,907/MW-mes, respectivamente. Asimismo, a través de la Resolución N° 387/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a CAMMESA a suscribir contratos de demanda mayorista adicionales para dos proyectos de generación (uno por 100 MW y otro por 137 MW).

Convocatoria Abierta a Interesados en vender energía térmica y Resolución 287-E/2017

Mediante la Resolución N° 287-E/2017 de fecha 11 de mayo de 2017, la ex Secretaría de Energía Eléctrica dispuso la convocatoria abierta a interesados en vender energía térmica mediante la celebración de contratos de abastecimiento a largo plazo. La convocatoria se centra en proyectos de cierre de ciclos combinados y proyectos de cogeneración.

Los principales requisitos de la convocatoria fueron los siguientes (se aplican otros requisitos y condiciones):

i. Proyectos de cierre de ciclos combinados sobre centrales térmicas: i) existentes en ese momento o de próxima habilitación a ciclo abierto, ii) de bajo consumo especifico, iii) con posibilidades de mejorar su eficiencia a niveles competitivos con el cierre del ciclo, iv) que el cierre no incrementase las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes o de ampliaciones a su costo, v) que se dispusiese, dado el mayor uso resultante debido al incremento de la eficiencia de la central en ciclo combinado, de la infraestructura necesaria y suficiente en su sistema de combustibles para garantizar el funcionamiento permanente del ciclo combinado y vi) que, en principio, el tiempo máximo de construcción fuera de 30 meses.
ii. Proyectos de Cogeneración: i) debían ser eficientes, ii) no debían incrementar las necesidades del transporte eléctrico, iii) debían disponer de un abastecimiento propio de combustible principal y alternativo permanente y garantizado y iv) que en principio, el tiempo máximo de instalación fuera de 30 meses.
iii. El plazo de los PPA debía ser de 15 años.

iv. CAMMESA debía actuar a título de comprador, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. El PPA podía ser proporcionalmente asignado a los grandes usuarios y distribuidores en una etapa posterior.

v. El generador recibiría un pago fijo por capacidad (sujeto a disponibilidad de energía) y un pago variable por la energía efectivamente suministrada a la red.

vi. Los precios en el marco del PPA debían ser establecidos en dólares estadounidenses. Sin embargo, CAMMESA debía efectuar el pago en pesos argentinos al tipo de cambio del día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago establecida en el documento de liquidación de ventas emitido por CAMMESA.

vii. Los pagos en el marco del PPA serían beneficiados con un mecanismo de pago prioritario (igual al establecido para el pago de costos de combustible para la generación de energía).

viii. Dentro de los tres meses posteriores a la celebración del PPA, CAMMESA debía constituir un Fondo de Garantía de Pago para garantizar las obligaciones contraídas en el mencionado Contrato. Debía cubrir seis meses de los pagos de potencia estimada bajo cada Contrato de Abastecimiento. La Secretaría de Electricidad debía proveer los detalles en cuanto a la constitución y administración del Fondo.

Mediante la Resolución SE N° 820/2017 y la Resolución SEE 926/2017 se adjudicaron PPA a diferentes proyectos.

Energía Renovable

Programa de Energía Renovable

En los últimos años la República Argentina ha priorizado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En ese sentido, no sólo se ha dictado normativa tendiente a regular e incorporar este tipo de energías al MEM, sino que también le ha dado impulso otorgando incentivos a través de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

A los efectos de promover las energías renovables, en diciembre de 2006 se sancionó la Ley Nº 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica (el "**Régimen Promocional**"). Las fuentes de energía renovables contempladas en este régimen son las eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (centrales hidroeléctricas hasta 30 MW), biomasa, y gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de los usos previstos en la Ley Nº 26.093 de Biocombustibles). El objetivo de la Ley N° 26.190 es aumentar la proporción de energía proveniente de fuentes renovables al 8% del consumo de energía eléctrica nacional dentro de un plazo de diez 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 diez años. El régimen establecido por la Ley N° 26.190 está excluido del régimen general de remuneración regulado por la Resolución SE Nº 95/13, con sus modificatorias (tal como se describirá más adelante).

Los beneficiarios de este régimen pueden ser las personas físicas 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 y el proyecto debe relacionarse con la prestación de servicios públicos.

La Ley Nº 26.190 fue modificada por la Ley Nº 27.191, sancionada el 23 de septiembre de 2015, con el fin de incrementar las inversiones en energías renovables y diversificar la matriz de generación de energía eléctrica. Las modificaciones establecen:

1. Metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de energía eléctrica de Argentina, con porcentajes mínimos que aumentan progresivamente desde 8% en 2017 hasta 20% en 2025.;
2. Expansión de los beneficios fiscales para proyectos elegibles;
3. Creación del FODER, 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 estará destinado a financiar proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables; y

4. Obligaciones para los grandes usuarios y grandes demandas (más de 300KW) de cumplir metas graduales mediante autogeneración o compra energía eléctrica a los generadores (directamente o través de distribuidores o agentes de energía eléctrica, o bien a través de CAMMESA, el operador del mercado mayorista), con precios regulados hasta marzo de 2018, y luego según lo determine el ex Ministerio de Energía y Minería. La Resolución N° 281/2017 permite a los grandes usuarios comprar energía renovable a generadores privados.

Asimismo, el Decreto 531/2016 estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía en Argentina y delegó al ex Ministerio de Energía y Minería, ahora Secretaría de Energía, los procedimientos para el cumplimiento de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER. . Los aspectos más importantes de la reglamentación incluyen:

1. La Secretaría de Energía será la autoridad de aplicación de la ley.
2. 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 220/2007, 712/2009 y 108/2011 de la 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.
3. Las metas de consumo de energía renovable serán auditadas anualmente desde el 31 de diciembre de 2018, con un margen de error del 10% permitido.
4. La autoridad de aplicación asignará fondos del FODER a proyectos que desarrollen la cadena de valor de fabricación local de equipos de energía renovable, partes o componentes.

Beneficios fiscales otorgados por la Ley N° 26.190

El régimen anterior contemplaba los siguientes beneficios impositivos, a saber:

- Devolución anticipada del IVA de los bienes nuevos amortizables u obras de infraestructura 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 ARCA luego de transcurridos, como mínimo, tres 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 doce 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.

- No inclusión en la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta regulado por la Ley 25.063 (derogado para períodos fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2019) de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la ley de energía renovable. Este beneficio comprende los tres períodos 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.

Beneficios fiscales otorgados por la Ley Nº 27.191

La Ley N° 26.190, conforme fuera modificada por la Ley N° 27.191, junto con el Decreto N° 531/2016 y las reglamentaciones del ex Ministerio de Minería y Energía, dispuso el Régimen Promocional. El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

1. Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto.
2. Extensión a diez años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los quebrantos originados en la actividad promovida sólo podrán compensarse con utilidades netas resultantes de la misma actividad.
3. Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, hasta el octavo ejercicio inclusive desde la puesta en marcha del proyecto (incluido el primer ejercicio). Los activos beneficiados son los que se afecten al proyecto promovido e ingresen al patrimonio del titular del mismo con posterioridad a la aprobación de dicho proyecto. De conformidad con la Ley N° 27.260, el impuesto a la ganancia mínima presunta fue derogado para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.
4. Exención del impuesto del 10% sobre los dividendos distribuidos por las sociedades titulares de proyectos promovidos que se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura en Argentina. Este impuesto fue eliminado en virtud de las disposiciones de la Ley N° 27.260. La exención no sería de aplicación al impuesto gravado sobre la ganancia neta derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas a personas físicas, sucesiones indivisas, y beneficiarios del exterior, establecido mediante la sanción de la Ley N° 27.439, con sus modificatorias, actualmente sujeto a una retención del 7% sobre el monto de dichos dividendos.
5. Certificado fiscal aplicable al pago de Impuesto a las Ganancias, IVA, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta e Impuestos Internos por un importe equivalente al 20% del valor de los componentes fabricados en Argentina de las instalaciones electromecánicas, en la medida en que el 60% de dichos componentes (excluyendo la obra civil) sean de fabricación nacional. Cuando los componentes no se fabriquen en Argentina o su producción sea insuficiente, el porcentaje se reduce al 30%. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros una única vez. La cesión del certificado fiscal estará sujeta a que no se registre deuda líquida exigible con la ARCA.
6. Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos tributarios establecidas con posterioridad a la firma de dichos contratos. En los contratos celebrados por CAMMESA, el generador tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada cuando se produzcan incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales o municipales. A tales efectos, deberá suministrar a CAMMESA la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada. El Decreto N° 531/2016 detalla la definición y el alcance de los incrementos fiscales antes mencionados. La solicitud de reconocimiento del nuevo precio debido a incrementos fiscales, junto con las constancias de la información y documentación, está sujeto a un período de caducidad automática.
7. Exención del pago de derechos de importación y tasa de estadística por la introducción de bienes de capital nuevos, equipos especiales o partes o componentes de los mismos, necesarios para –entre otros objetos- la ejecución del proyecto. Este beneficio era válido hasta el 31 de diciembre de 2017.
8. Exención del pago de tributos especiales, cánones o regalías de cualquier jurisdicción al acceso y utilización de fuentes renovables de energía, en las jurisdicciones que adhieran al régimen, hasta el 31 de diciembre de 2025, sin incluir eventuales cánones por el uso de tierras fiscales donde se instalen los emprendimientos. Los interesados en participar del Régimen Promocional deberán renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes Nº 25.019 y 26.360, en tanto que los proyectos beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen Promocional si a la fecha de su presentación no hubieran comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados.

Los interesados en adherir al Régimen de Fomento de Energías Renovables deberán renunciar a los beneficios previstos en los regímenes anteriores de las Leyes Nº 25.019 y 26.360, mientras que los proyectos que hayan

sido beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen de Fomento de Energías Renovables si a la fecha de presentación de la solicitud no se hubieren iniciado las obras pactadas en los contratos correspondientes.

El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina – Resolución N° 281-E/17

El 22 de agosto de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería publicó la Resolución Nº 281-E/17 ("**Resolución Nº 281**") para el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (PPA privados entre generadores y grandes usuarios, autogeneradores, cogeneradores, comercializadores y distribuidores). La Resolución N° 281 fue posteriormente modificada mediante las Resoluciones SE N° 230/2019, N° 551/2021 y N° 14/2022, la Resolución N° 370/2022 dictada por el Ministerio de Economía, la Resolución SE N° 360/2023 y la Resolución SE N° 167/2024.

El objeto de la Resolución Nº 281 es promover e incentivar una participación dinámica en el mercado a término, y fomentar el aumento de los contratos privados entre los agentes y participantes del MEM, además de proporcionar una alternativa viable para la compra de energía a las licitaciones de CAMMESA.

La Resolución Nº 281 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 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 Nº 281 establece que mientras esté operativa la restricción del transporte, las siguientes centrales de generación de energía eléctrica tendrán (i) la misma prioridad de despacho entre sí y (ii) primera prioridad de despacho en relación con proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que operen en el mercado a término sin prioridad de despacho asignada:

1. 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;
2. Centrales que suministren su energía en el marco de los PPA celebrados en los términos establecidos en las Resoluciones SE N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con anterioridad al 1° de enero de 2017;
3. 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 (por ejemplo, el Proyecto La Castellana y el Proyecto Achiras);
4. Centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de la Resolución MINEM N° 202/2016 del ex Ministerio de Energía y Minería; y
5. Centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable en el mercado a término (por ejemplo, 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.

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.

Mediante la Resolución N° 360/2023, se establecieron nuevas alternativas de la Asignación de Prioridad de Despacho:

- Se incorpora la posibilidad de solicitar la "*Prioridad de Despacho Asociada a Proyectos Conjuntos de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable"* (nuevo art. 6° bis, Anexo I, Resolución N° 281).
- Se permite la asignación de prioridad de despacho a nuevos proyectos de generación renovable en la medida que vengan acompañados de futuras grandes demandas incrementales de potencia. Se

considerará como *"Proyectos Asociados de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable"* a aquellos cuya demanda incremental de potencia sea mayor o igual a 10 MW.

- La asignación de prioridad está destinada a grandes demandas futuras que busquen asegurar su consumo previsto de energía eléctrica total o parcialmente mediante generación renovable y que, por su influencia prevista en la red de transporte, produzca un incremento en las capacidades asignables de prioridad de despacho por sobre las capacidades existentes al momento de la solicitud.
- CAMMESA realizará las asignaciones de prioridad de despacho asociada únicamente por la capacidad incremental de transporte asociada al ingreso de los proyectos conjuntos mencionados anteriormente, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.
- Se incorpora la figura de la *"Prioridad de Despacho por Ampliaciones Asociadas a Proyectos MATER"* (nuevo artículo 6° ter, Anexo I, Resolución N° 281).
- El objetivo es que las empresas generadoras estén en condiciones de construir y financiar las ampliaciones de transporte necesarias para la comercialización de su energía eléctrica en el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada para los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.
- Se instruye a CAMMESA implementar, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de *"Asignación de Prioridad de Despacho tipo Referencial A"*. El mecanismo permitirá a los generadores obtener la Prioridad de Despacho tipo Referencial A, en la cual prevean para sus evaluaciones limitaciones circunstanciales que les permitan inyectar energía con una probabilidad esperada del 92% sobre su energía anual característica en las condiciones previstas de operación de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta tanto se ejecuten las obras de transporte que permitan evitar las limitaciones. Las condiciones de asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho tipo Referencial A se regirán siguiendo los mismos mecanismos utilizados para la asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho vigentes.
- Aquellos generadores que, previo a la primera convocatoria de Prioridad de Despacho tipo Referencial A, tengan habilitada comercialmente una potencia por encima de su Prioridad de Despacho asignada, podrán adherir a este régimen para su inclusión en la asignación de prioridad por hasta esa diferencia.

Incumplimiento de los requisitos para mantener la prioridad: En caso de incumplimiento en el ingreso de la potencia asignada dentro de los plazos máximos definidos o bien en caso de incumplimiento con los pagos previstos para el mantenimiento de la prioridad de despacho, los titulares de los proyectos que hayan solicitado el otorgamiento de las prórrogas no podrán reiterar la solicitud de prioridad de despacho por los cuatro (4) trimestres siguientes. Asimismo, el proyecto que no hubiere alcanzado la habilitación comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo de ingreso comprometido más las eventuales prórrogas previstas, perderá automáticamente la prioridad de despacho para la potencia que resulta de la diferencia entre (i) la potencia asignada con prioridad y (ii) la potencia habilitada comercialmente, sin derecho a reclamo alguno por los pagos realizados (nuevo art. 9° bis, Anexo I, Resolución 281).

Prórrogas para obtener la habilitación comercial: El plazo máximo de veinticuatro (24) meses, o bien, el plazo de habilitación comercial declarado en el caso que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el mecanismo vigente previo a la Resolución N°14/22 podrá ser prorrogado por CAMMESA bajo ciertas condiciones (nuevo art. 11°, Anexo I, Resolución 281 incorporado por intermedio de la Resolución N° 230/2019).
Destino de los fondos: Lo recaudado por CAMMESA en conceptos de pagos realizados por los agentes generadores correspondientes a las reservas de prioridad de despacho, solicitudes de prórroga, solicitudes de relocalización y de adhesión al MATER se destinarán a una Cuenta de Apartamiento para la Expansión del Sistema de Transporte asociado a las energías renovables, la cual será administrada por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (nuevo art. 13°, Resolución N° 230/2019).

Habilitación comercial parcial de proyectos con prioridad de despacho asignada: Los proyectos que hayan obtenido la asignación de prioridad de despacho y que realicen habilitaciones comerciales parciales respecto del total de la potencia asignada con prioridad, abonarán el cargo por Reserva de la Prioridad de Despacho exclusivamente por la potencia que no haya obtenido la habilitación comercial al inicio del período

correspondiente al de obligación de pago. Para ello, la potencia acumulada habilitada comercialmente deberá ser al menos del 50% de la potencia asignada con prioridad de despacho (art. 20, Disposición 1/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables).

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

La Resolución N° 136-E/16, emitida por el ex Ministerio de Energía y Minería 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-E/16 aprobó el pliego de condiciones de la citada licitación y los PPA con CAMMESA.

De conformidad con los términos y condiciones de dicha convocatoria, el PPA correspondiente deberá incluir las siguientes características y contenidos principales:

1. *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.
2. *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 ex Secretaría de Energía Eléctrica, pero a partir de la oferta de energía generada por fuentes renovables.
3. *Parte Compradora:* CAMMESA en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM (hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores 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.
4. *Vigencia:* Hasta un máximo de veinte años desde la fecha de inicio de las operaciones.
5. Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
6. Energía comprometida a entregar por año.
7. Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
8. 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/hora (US$/MWh).
9. Las condiciones de la garantía de cumplimiento contractual de la parte vendedora.
10. El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI.
11. Los recursos a invocar por incumplimiento contractual.
12. La ejecución de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
13. La prioridad de pago de los contratos de abastecimiento de energía será primera en el orden de prelación y será equivalente a la que tienen los pagos adeudados al MEM.

De acuerdo con la Resolución Nº 213/16 del ex Ministerio de Energía y Minería, los resultados de la licitación se publicaron el 7 de octubre de 2016. Se adjudicaron un total de 29 proyectos con una capacidad instalada total de 1.141,51 MW, ubicados en nueve provincias distintas:

- 12 proyectos eólicos con una capacidad instalada total de 707 MW, con un precio promedio ponderado de US$ 59,39/MWh, un precio mínimo de US$49,10/MWh y un precio máximo de US$67,20/MWh;
- cuatro proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 400 MW, con un precio promedio ponderado de US$59,75/MWh, un precio mínimo de US$59,00/MWh y un precio máximo de US$60,00/MWh;
- cinco pequeños proyectos hidroeléctricos con una capacidad instalada total de 11,37 MW, todos a un precio de US$105/MWh;
- seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 8,64 MW, con un precio promedio ponderado de US$154 /MWh, un precio mínimo de US$118/MWh y un precio máximo de US$160/MWh; y
- dos proyectos de biomasa, con una capacidad instalada total de 14,5 MW, ambos al precio de US$110/MWh.

Ronda 1.5 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

En octubre de 2016, el ex Ministerio de Energía y Minería dictó asimismo la Resolución Nº 252-E/16, convocando a los interesados a ofertar en el proceso de convocatoria nacional e internacional bajo la ronda 1.5 del Programa RenovAr para la licitación de un adicional de 600 MW de energía renovable (400 MW de energía eólica y 200 MW de energía solar). El 11 de noviembre de 2016, CAMMESA inició el análisis de los aspectos técnicos de las ofertas presentadas, que incluyeron 47 proyectos por un total de 2.486,4 MW.

De acuerdo con la Resolución Nº 281-E/16 del Ministerio de Energía y Minería, los resultados de la licitación se publicaron el 25 de noviembre de 2016. Se adjudicaron un total de 30 proyectos con una capacidad instalada total de 1.281,53 MW, ubicados en 12 provincias distintas:

- Diez proyectos eólicos con una capacidad instalada total de 765,35 MW, con un precio promedio ponderado de US$53,34/MWh, un precio mínimo de US$46/MWh y un precio máximo de US$59,38/MWh; y

- 20 proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 516,18 MW, con un precio promedio ponderado de US$54,94/MWh, un precio mínimo de US$48,00/MWh y un precio máximo de US$59,20/MWh.

Régimen de Remuneración

El Régimen de Remuneración Actual para Generadores (Ventas Spot)

Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/2020, mediante la cual se estableció un régimen de remuneración en pesos argentinos aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para Generadores Habilitados en el MEM. Desde entonces, dicho régimen de remuneración fue actualizado por las siguientes resoluciones: Resolución N° 440/2021, Resolución N° 238/2022, Resolución N° 826/2022, Resolución N° 59/2023, Resolución N° 750/2023, Resolución N° 869/2023 y Resolución N° 9/2024, Resolución N° 99/2024, Resolución N° 193/2024, Resolución N° 233/2024, Resolución N° 285/2024, Resolución N° 20/2024, Resolución N° 387/2024, Resolución N° 603/2024, Resolución N° 27/2025, Resolución N° 113/2025 y Resolución N° 143/2025.

Mediante la Resolución 59/2023 publicada en el Boletín Oficial el 7 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía habilitó a los agentes generadores titulares de centrales de generación térmica cuya tecnología sea tipificada como “Ciclos Combinados” de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 826/2022, que no se encuentren comprometidas en contratos de abastecimiento de energía eléctrica, a adherir a un “Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia” con CAMMESA (en representación de los Distribuidores y grandes usuarios

del Mercado Eléctrico Mayorista) con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de Mantenimientos Mayores y Menores de las máquinas.

Los agentes que suscribieron el mencionado acuerdo debían presentar a CAMMESA la correspondiente solicitud en el plazo de 90 días corridos de publicada la Resolución N° 59/2023.

A continuación, se presenta una lista cronológica de las resoluciones emitidas por la Secretaría de Energía -y la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería- en 2024 y 2025 que actualizan la remuneración en pesos argentinos para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):

Resolución de la Secretaría de Energía	**Válida desde**
Resolución N° 9/2024	Feb-24
Resolución N° 99/2024	Jun-24
Resolución N° 193/2024	Ago-24
Resolución N° 233/2024	Sep-24
Resolución N° 285/2024	Oct-24
Resolución N° 20/2024	Nov-24
Resolución N° 387/2024	Dic-24
Resolución N° 603/2024	Ene-25
Resolución N° 27/2025	Feb-25
Resolución N° 113/2025	Mar-25
Resolución N° 143/2025	Abr-25

Remuneración de la Generación Térmica

En lo atinente a la generación de fuentes térmicas, la remuneración de los generadores térmicos habilitados se compondrá de un (i) pago mensual por disponibilidad de potencia y (ii) otro pago por energía.

La remuneración de la DRP para generadores que no declaren DIGO (Remuneración Base) compensa, al Precio Base, la disponibilidad de potencia media mensual (excluidas las horas de mantenimiento programado acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que no declaran Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO). El Precio Base se establece para cada tecnología y escala.

La remuneración por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO) para generadores que declaren DIGO (Remuneración DIGO) compensa, al Precio DIGO, la disponibilidad de potencia media mensual (excluyendo mantenimientos programados acordados con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que declaran Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO). El Precio DIGO se establece estacionalmente: verano/invierno y el resto. Se introduce un cambio en la determinación de la remuneración, comparado con la Resolución 238/2022, mediante el cual el precio de la remuneración es independiente del valor de disponibilidad logrado en cada mes. La remuneración por energía será la suma de dos componentes: (i) Energía Generada y (ii) Energía Operada (asociada a la potencia rotante en cada hora). El volumen horario de la Energía Operada debe 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.

Finalmente, existe un concepto remuneratorio adicional para la energía durante horas de punta, que consiste en reconocer una remuneración equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio de la energía generada entre las 18.00 hs y las 23.00 hs de todos los días durante los meses de verano e invierno, y a una vez el valor correspondiente al precio de la energía generada durante las mismas horas, durante los meses de primavera y otoño.

El precio para remunerar la potencia de fuentes térmicas se calculará de acuerdo con los siguientes valores de precio base de potencia (PrecBasePot) y el precio de potencia garantizada (PrecPotDIGO):

Tecnología / Escala	Res. N° 113/2025 (marzo)	Res. N° 143/2025 (abril)	Variación en AR$
Ciclo combinado grande > 150 MW	1.821.315	1.848.635	1.5%
Ciclo combinado chico <= 150 MW	2.030.310	2.060.765	1.5%
Turbina a vapor grande > 100 MW	2.597.610	2.636.574	1.5%
Turbina a vapor chica <= 100 MW	3.105.179	3.151.757	1.5%
Turbina a gas grande > 50 MW	2.119.889	2.151.687	1.5%
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	2.746.888	2.788.091	1.5%
Motores de combustión interna>42MW	3.105.179	3.151.757	1.5%

PrecPotDIGO Verano/Invierno (Ps./MW-mes)

Tecnología / Escala	Res. N° 113/2025 (marzo)	Res. N° 143/2025 (abril)	Variación en AR$
Ciclo combinado grande > 150 MW	6.514.356	6.612.071	1.5%
Ciclo combinado chico <= 150 MW	6.514.356	6.612.071	1.5%
Turbina a vapor grande > 100 MW	6.514.356	6.612.071	1.5%
Turbina a vapor chica <= 100 MW	6.514.356	6.612.071	1.5%
Turbina a gas grande > 50 MW	6.514.356	6.612.071	1.5%
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	6.514.356	6.612.071	1.5%
Motores de combustión interna>42MW	6.514.356	6.612.071	1.5%

PrecPotDIGO Resto (Ps./MW-mes)

Tecnología / Escala	Res. N° 113/2025 (marzo)	Res. N° 143/2025 (abril)	Variación en AR$
Ciclo combinado grande > 150 MW	4.885.768	4.959.055	1.5%
Ciclo combinado chico <= 150 MW	4.885.768	4.959.055	1.5%
Turbina a vapor grande > 100 MW	4.885.768	4.959.055	1.5%
Turbina a vapor chica <= 100 MW	4.885.768	4.959.055	1.5%
Turbina a gas grande > 50 MW	4.885.768	4.959.055	1.5%
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	4.885.768	4.959.055	1.5%
Motores de combustión interna>42MW	4.885.768	4.959.055	1.5%

Asimismo, la remuneración por la potencia disponible también dependerá de la disponibilidad real de potencial (DRP), que 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 generadores térmicos habilitados tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realizará tomando los valores registrados en el mes.

La Resolución 440/2021 también establece que la remuneración mensual por la disponibilidad de potencia será proporcional a la disponibilidad mensual, al Factor de Uso de la unidad de generación y al precio de la potencia. El precio de la potencia depende de la opción elegida por el generador en cuanto a la declaración DIGO o el precio de potencia base.

En el caso de que los generadores no declaren DIGO, la remuneración de la potencia se determina de la siguiente forma:

REM BASE (Ps./mes) = PrecBasePot * DRP (MW) * kFM

Siendo:

kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

En el caso de los generadores que sí declaren DIGO, la remuneración de la potencia se determina de la siguiente forma:

Para la Resolución 193/2024:

Si DRP ≥ DIGO

REM DIGO (Ps./mes) = (DRP – DIGO) (MW) * kFM * PrecMinPot + DIGO (MW) * kFM*PrecPotDIGO

Si DRP < DIGO

REM DIGO (Ps./mes) = MAX {REM BASE; DRP (MW) * kFM * PrecPotDIGO * DRP /DIGO}

Siendo:

kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

REM DIGO (Ps./mes) = DRP (MW) * kFM * PrecPotDIGO

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia dependerá de si los generadores declaran DIGO o no.

Remuneración por Energía

La remuneración por energía se compone de dos conceptos: (i) energía generada y (ii) energía operada. La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

Remuneración por Energía Generada

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:

Precio de la energía – Resolución 143/2025 (abril 2025)

Tecnología/Escala	CostoOYMxComb			
	Gas Natural (Ps./MWh)	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	4.412	7.720	11.021	–
Ciclo combinado chico <= 150 MW	4.412	7.720	11.021	–
Turbina a vapor grande > 100 MW	4.412	7.720	11.021	13.225
Turbina a vapor chica <= 100 MW	4.412	7.720	11.021	13.225
Turbina a gas grande > 50 MW	4.412	7.720	11.021	–
Turbina a gas chica <= 50 MW	4.412	7.720	11.021	–
Motores de combustión interna>42MW	4.412	7.720	11.021	–

Remuneración por Energía Operada

La remuneración por Energía Operada se aplica a la incorporación de potencia rotante a lo largo del mes. Cuando una unidad de generación opera en condiciones forzadas, a instancias del generador, la remuneración por Energía Operada se calculará considerando solamente el 60% de su capacidad instalada. A continuación se incluyen los Precios por Energía Operada correspondientes a abrilde 2025.

	Energía Operada (Ps./MWh)
Resolución N° 143/2025 (abril)	1.535

Generación en Horas de Punta

La Remuneración de la Generación en Horas de Punta se aplica a la generación alcanzada todos los días durante las horas pico (18.00 hs - 23.00 hs).

El Precio de las Horas Pico sería equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio de la energía antes mencionado (*CostoOYMxCom*b*)* en los meses de invierno y verano y a una vez el valor del precio de la energía (*CostoOYMxCom*b) para los meses restantes.

Otras Tecnologías de Generación en el Mercado Spot

La energía generada a partir de fuentes no convencionales (eólico, solar fotovoltaico, biomasa, biogás) se fijará en los siguientes precios para las transacciones económicas correspondientes a marzo de 2025:

	Energía generada (Ps./MWh)
Resolución N° 143/2025 (abril)	30.856

Así pues, la remuneración de la energía generada no convencional se obtendrá por la integración horaria en el mes de la energía generada por el generador "g" en cada hora "h" (EGengh) por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora:

REM ENC (Ps./mes) = ∑h.mes (pENC * EGengh)

La generación proveniente de unidades que se encuentran en proceso previo a la habilitación comercial recibirán el 50% de la remuneración indicada hasta alcanzar la habilitación referida.

En febrero de 2023, mediante Resolución N° 59/2023, la Secretaría de Energía habilitó a los agentes generadores con unidades de ciclos combinados a adherir a un acuerdo con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias para mantenimientos mayores y menores vinculados con tales instalaciones (el "**Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia**"). A través de este Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia, los generadores térmicos adherentes se comprometen a alcanzar como mínimo un 85,00% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de obtener un nuevo precio de potencia y generación compuesto por sumas tanto en dólares estadounidenses como en pesos argentinos.

En el caso de la potencia, se establece un monto de 2.000 USD/Mw-mes más la suma en pesos correspondiente al (i) 85,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución 826 (y resoluciones posteriores) (durante los meses de primavera y otoño) o (ii) 65,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución N° 826/22 (durante los meses de verano e invierno). En el caso de la energía, el precio se fijó en 3,5 USD/MWh para unidades que usan gas y en 6,1 USD/MWh para unidades que usan combustibles alternativos (es decir, diésel).

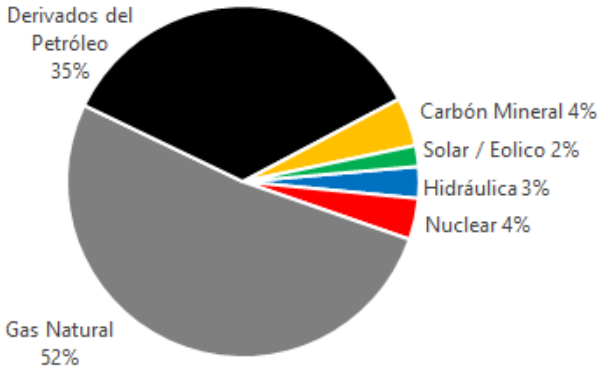
En lo que respecta al 2024 y comienzos de 2025, el esquema de remuneración aplicable a los agentes generadores ha sido actualizado por las resoluciones N° 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024, 285/2024, 20/2024, 387/2024, 603/2024, 27/2025, 113/2025, y 143/2025

Evolución de la Oferta y la Demanda en la Estructura del Sector Energético Argentino

Introducción

Argentina es un país fuertemente dependiente de los hidrocarburos. Más del 85% de la matriz energética primaria de 2024 corresponde a gas natural y petróleo. En sintonía, en el mercado eléctrico aproximadamente el 53% de la generación eléctrica depende de hidrocarburos.

Matriz Energética Primaria [%]



Fuente: Secretaría de Energía

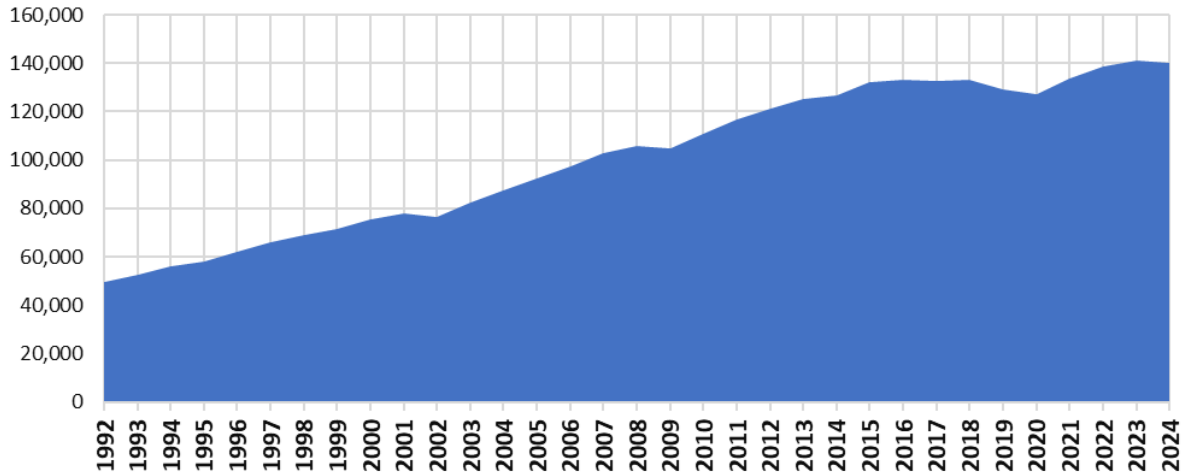
Durante los primeros 15 años del siglo XXI, la alta dependencia de los hidrocarburos y la caída en la producción de gas sumado a una demanda eléctrica en crecimiento constante y una oferta que creció de forma más moderada puso al sistema eléctrico en jaque. Este último operó sin reservas, con un alto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

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 de 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 2022 y 2023. La recesión económica en 2024, producto de la crisis inflacionaria del 2023 y del ajuste de las cuentas fiscales durante 2024 tuvo un impacto fuerte en la actividad económica anual, que se vio reflejado en una caída de la demanda eléctrica comercial (-0,6%) y de la demanda eléctrica industrial (-1,5%) respecto al año 2023.

Evolución de la Demanda [GWh]

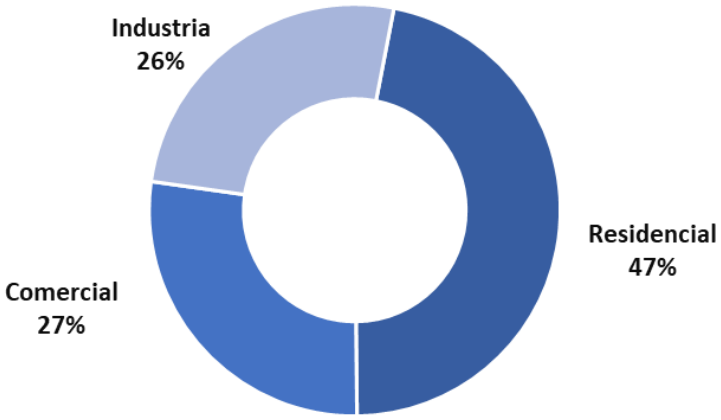


Fuente: CAMMESA

La demanda de energía eléctrica depende, en gran medida, de las condiciones políticas y económicas además de factores estacionales y las tarifas vigentes. Mientras el consumo de los usuarios residenciales (que representa aprox. el 46% del consumo total en el año 2024) está asociado a las temperaturas y las tarifas que deben pagar; el consumo comercial (28%) e industrial (26%) varía principalmente en función del rendimiento de la economía. El año 2024, fue un año de recesión económica, lo que se vio reflejado en la caída de la demanda comercial e industrial.

El siguiente gráfico muestra la distribución de la demanda de energía en 2023 por tipo de usuario:

Demanda por tipo de usuario - año 2024 [%]



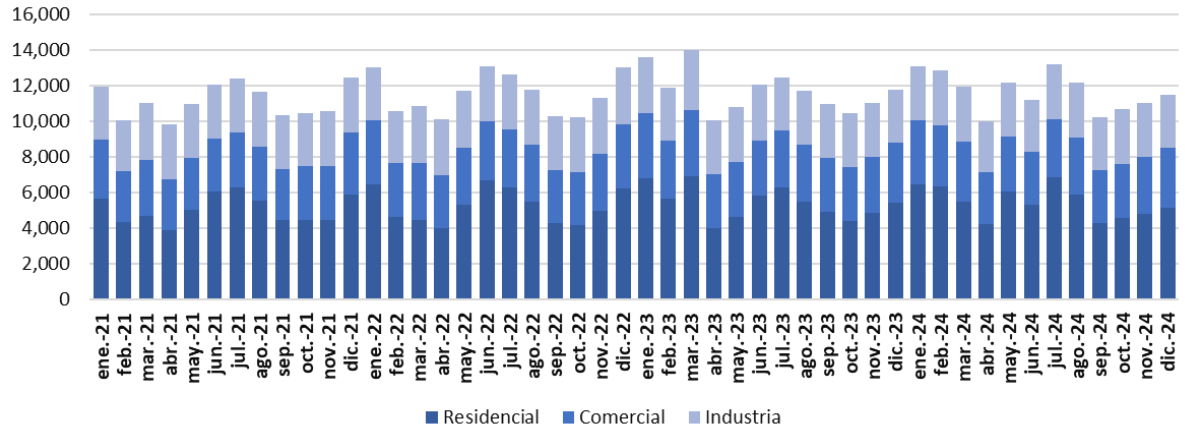
Fuente: CAMMESA

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 eléctrica – AÑOS 2019 / 2024 [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, (ii) Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, (iv) el centro, (v) el noroeste, (vi) la región de Cuyo, (vii) el noreste, (viii) el Comahue y (ix) la Patagonia.

La demanda se concentra mayormente en el área de la Ciudad de Buenos Aires, la Provincia de Buenos Aires, Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, que reúnen cerca del 60% de la demanda. Si bien las tasas de crecimiento en otras regiones como el noroeste, el Comahue y la Patagonia son superiores a las del resto, no se verificarán cambios significativos en la concentración de la estructura de demanda en el periodo bajo análisis.

Durante febrero de 2024 se verificaron los máximos históricos del consumo de energía eléctrica. El punto máximo de consumo de 29.653 MW se alcanzó el 01 de febrero de 2024 a las 14:48hs, con la particularidad de contar únicamente con 620 MW de reserva térmica para cubrir la seguridad del sistema eléctrico y con una importación de 2.264 MW.

Durante el año 2023 se verificaron los máximos históricos de consumo de energía eléctrica en días sábados y domingos, los días 11 de marzo y 12 de febrero del 2023.

Consumo histórico máximo de demanda

Día	Hábil		Sábado		Domingo	
	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh
Máxima	29653	597,7	27203	559,8	25739	543,6
Fecha	01/02/24	01/02/24	11/03/23	11/03/23	12/02/23	12/02/23
Hora	14:48	-	14:35	-	16:16	-
T° Med Bs.As.	31,5 °C	31,5 °C	32,2 °C	32,2 °C	33,3 °C	33,3 °C

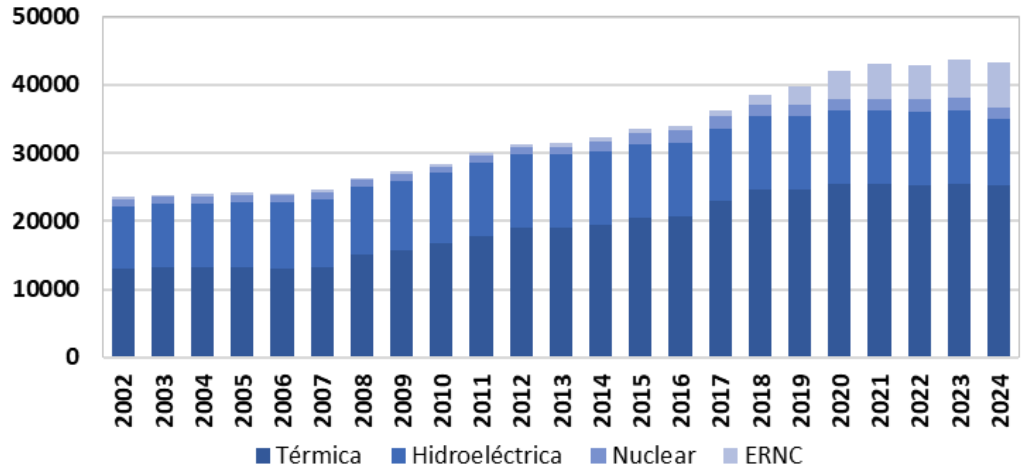
Fuente: CAMMESA

Capacidad instalada

Según la información publicada por CAMMESA, la capacidad instalada en Argentina fue de 43.351 MW en diciembre 2024. 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 6 años (a través del Programa RenovAr y el MATER) las energías renovables no convencionales (ERNC) han comenzado a desarrollarse en el país.

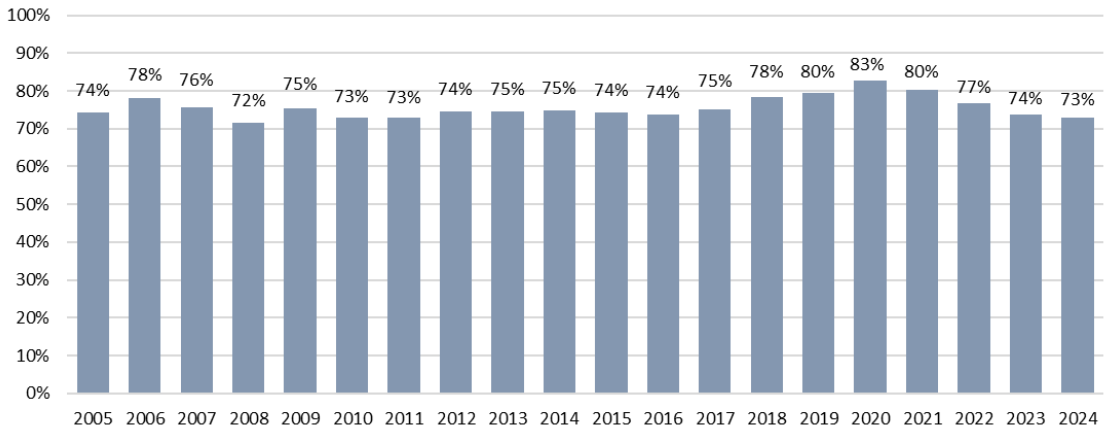
Evolución de la capacidad instalada [MW]



Fuente: CAMMESA

Es importante destacar que esta capacidad instalada no es la que efectivamente está 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 78% en 2018-2024.

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

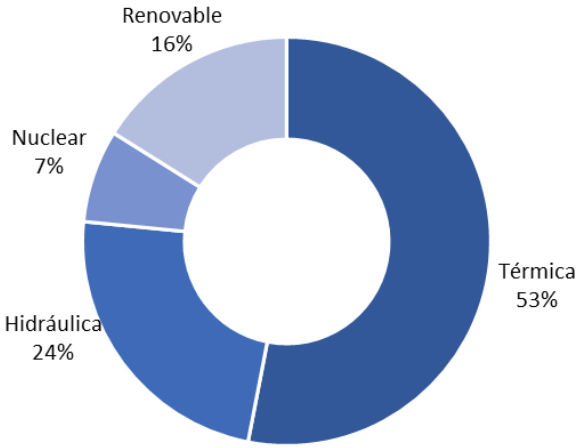
programados en todas ellas (Atucha I, II y Embalse) y la salida forzada de Atucha II por una rotura en un soporte del reactor, que la dejo fuera de servicio desde octubre 2022 a septiembre 2023. En el año 2023 también se realizó un mantenimiento programado en Atucha I luego de la entrada en servicio de Atucha II, que la dejó indisponible desde septiembre 2023 hasta finales de noviembre 2023.

El año 2024 también registró indisponibilidades de las centrales nucleares, tanto por indisponibilidades como por mantenimientos programados de las mismas. Se realizaron mantenimientos programados en las tres centrales nucleares (Atucha I, II y Embalse) y el día 29 de septiembre de 2024 Atucha I salió de servicio para comenzar su proceso de extensión de vida útil de la central, el cual mantendrá a la central fuera de servicio programado hasta marzo de 2027.

Generación de energía eléctrica

En línea con la capacidad instalada, durante la última década, la generación térmica (aprox. 59% en promedio) fue la principal fuente de energía del sistema eléctrico argentino, seguido por la generación hidroeléctrica (24%), la energía renovable (11%) y la nuclear (6%). El grafico a continuación muestra los valores para 2024.

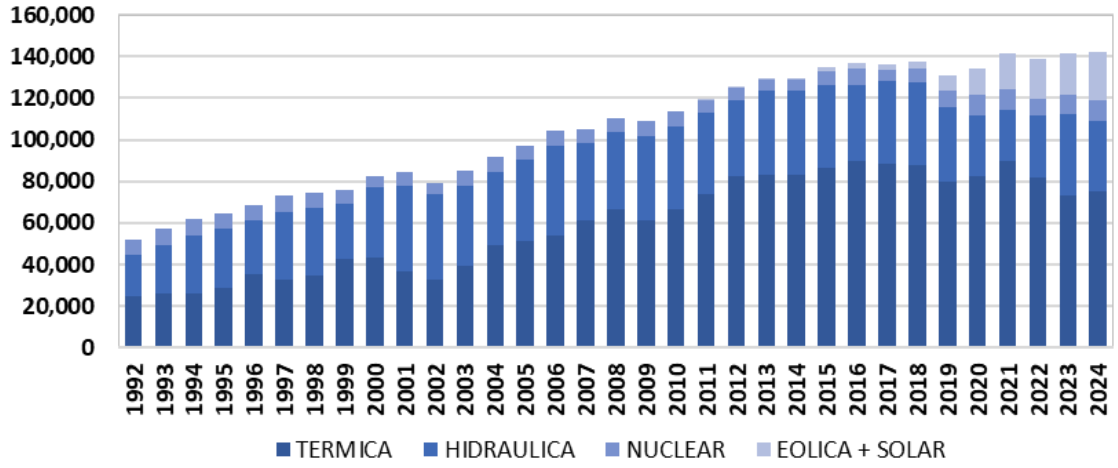
Generación 2024 [%]



Fuente: CAMMESA

La generación hidroeléctrica se redujo en los años 2020, 2021 y 2022, pasando de cerca del 33 al 20%, principalmente debido a que fueron años secos, reduciéndose los aportes hidrológicos 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. El año 2024 fue un año con una hidrología media histórica, que alcanzó a cubrir el 24% de la generación eléctrica del año, levemente menor al año 2023 que con un buen recurso hidrológico cubrió el 28% de la generación 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 16% en 2024. Este ingreso de generación renovable en la matriz eléctrica argentina impactó directamente sobre la generación térmica nacional que cayó de sus históricos 60-65% a 53% en el año 2024.

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 medios que en 2024 estuvieron alrededor del 47%, la energía eólica en 2024 representó un 65% de la energía renovable, mientras que la solar representó el 21,8%.

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

Combustibles para generación

La matriz eléctrica argentina es preponderantemente térmica; por lo cual, el consumo de combustibles tiene gran importancia; tanto por volumen disponible como por su precio. Durante las últimas décadas, se ha podido observar que el uso de combustibles fósiles incrementó el costo medio de generación.

Si bien durante los 90s y parte de la primera década del siglo XXI, el principal combustible de la generación térmica fue el gas natural; a partir de 2007, las restricciones en la oferta de gas natural -primero en invierno y luego durante todo el año-, principalmente provocada por la falta de señales económicas (con tarifas congeladas y precios por debajo de los costos) que resultaron en una reducción de la producción de gas natural y en la necesidad de importar gas y GNL, que se tradujo en un explosivo incremento del consumo de fueloil y gasoil; así como también importaciones de gas de Bolivia, y en alguna ocasión puntual desde Chile, y gas natural licuado.

Los precios del petróleo y sus derivados se incrementaron desde 2008 hasta 2014 -salvo en 2009 por la crisis internacional- impactando sobre el precio de la generación eléctrica. Inclusive -en 2015 y 2016 cuando cayó el precio del petróleo y sus derivados- las restricciones de producción local de gas natural continuaron incrementando el uso de combustibles líquidos y gas importado. Durante este período, se observaron los precios máximos de energía históricos, que alcanzaron casi los 80 USD/MWh promedio año.

Sin embargo, como consecuencia de los planes de incentivos a la producción de gas natural (convencional y no convencional) aplicados desde 2015, a partir de mediados de 2018 se comenzó a observar un incremento en la

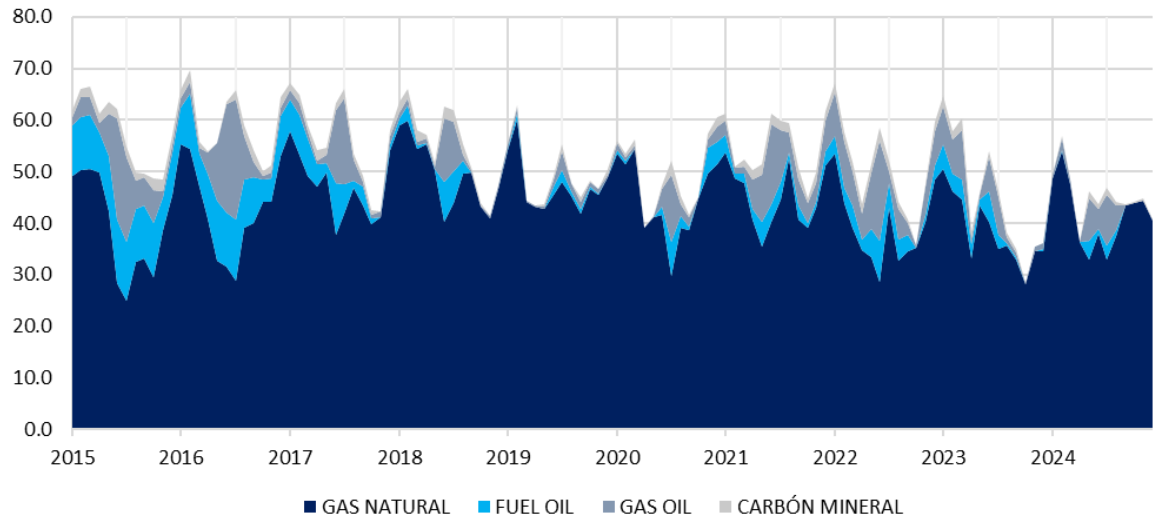
disponibilidad de gas natural. En consecuencia, durante 2019, un año de temperaturas medias/templadas con incremento de generación de ERNC, el consumo de combustibles líquidos fue considerablemente más bajo que los años anteriores y se espera se mantenga en el corto plazo. Durante el año 2020, el consumo de combustibles líquidos aumentó respecto al año 2019, especialmente durante el último semestre del año dónde se utilizaron dichos combustibles para generar energía para la exportación a Brasil. Sin embargo, como consecuencia de la caída del precio del petróleo en el segundo semestre de 2020, los precios tanto de los combustibles líquidos, como del gas importado (GNL y Bolivia) presentaron fuertes caídas frente a años anteriores. 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 dificulto su obtención. Este incremento de precios del 100% respecto 2021, impacto directamente en el costo de la energía en 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.

Durante el año 2023, los precios de los combustibles cayeron considerablemente respecto al 2022, aproximándose poco a poco a valores históricos, anteriores al conflicto internacional entre Rusia y Ucrania. El hecho de que el año 2023 haya sido un año con una mejor hidrología permitió una mayor importación de energía proveniente de excedentes hidroeléctricos desde Brasil, reemplazando energía térmica local de mayor costo y generando un beneficio para el sistema.

El año 2024 contó con mayor disponibilidad de gas gracias a la puesta en servicio de la primera etapa del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK), actualmente renombrado como Gasoducto Perito Moreno. Esta mayor disponibilidad de gas hizo que la participación del gas natural en el consumo total de combustibles pasara del 85% en el 2023 al 91,6% en el 2024, consumiendo 43,6% menos volumen de combustibles líquidos durante el 2024 respecto el año anterior.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE [Mm3/día gas natural equivalente]



Fuente: CAMMESA

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

Directorio

De acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo de los Estatutos Sociales de la Sociedad y en las normas legales vigentes, la dirección y administración de la Sociedad está a cargo de un directorio compuesto por 8 directores titulares y hasta 8 directores suplentes. Los Accionistas Clase A y los Accionistas Clase B tendrán derecho a designar 6 y 2 directores titulares, respectivamente, y hasta 6 y 2 directores suplentes, respectivamente. Los directores son designados por un período de tres años y pueden ser reelegidos por períodos subsiguientes de tres años indefinidamente, pero, en cualquier caso, deben permanecer en el cargo hasta que nuevos directores sean designados por nuestra asamblea de accionistas. Véase "*Accionistas Principales–Acuerdo de Accionistas*". Los miembros vigentes del directorio de la Sociedad fueron elegidos en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas N°25 celebrada el 29 de abril de 2024, en la Asamblea Especial de Clase A N° 26 celebrada con fecha 16 de enero de 2025 y en la Asamblea Especial de Clase B N° 27 celebrada con fecha 28 de enero de 2025. Los términos de todos los miembros de nuestro Directorio expiran el 31 de diciembre de 2027.

El directorio se reúne al menos una vez al mes y cuando el presidente del directorio lo considera necesario a pedido de la mayoría de los directores o de la Comisión Fiscalizadora. Las reuniones extraordinarias del Directorio pueden ser convocadas mediante notificación de cualquier director. Cualquier decisión o resolución en cualquier reunión de nuestro Directorio requerirá un quórum de la mayoría absoluta de los directores que se encuentren presentes en persona, por llamada de conferencia o videoconferencia o cualquier otro medio de comunicación que permita a los participantes escucharse entre sí, según lo establecido en el Artículo 13 de nuestros estatutos. Las resoluciones serán válidamente aprobadas por el voto afirmativo de la mayoría de nuestros directores con derecho a votar sobre dicha decisión, votando en persona o mediante los medios de comunicación mencionados anteriormente, excepto para asuntos restringidos contemplados en nuestro Acuerdo de Accionistas. Véase "*Accionistas Principales–Acuerdo de Accionistas*."

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.

De acuerdo con 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 son solidaria e ilimitadamente responsables ante la Sociedad, los accionistas y terceros por el incumplimiento de sus deberes, la ley aplicable, nuestros estatutos, y por cualquier daño a estas partes causado por fraude, abuso de autoridad o negligencia de conformidad con lo establecido en el artículo 274 de la Ley General de Sociedades.

Bajo la Ley General de Sociedades de Argentina, nuestro Directorio está a cargo de nuestra administración y, por lo tanto, toma todas y cada una de las decisiones relacionadas con ella, así como aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades de Argentina, nuestros estatutos y otras regulaciones aplicables. Además, nuestro Directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones aprobadas por las asambleas de accionistas y del desempeño de cualquier tarea particular expresamente delegada por los accionistas. Según la Ley General de Sociedades de Argentina, los deberes y responsabilidades de un director suplente, cuando actúa en lugar de un director de manera temporal o permanente, son los mismos que los discutidos anteriormente para los directores, y no tienen otros deberes o responsabilidades como directores suplentes.

La dirección comercial de nuestros directores Clase A es Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad de Buenos Aires, Argentina, y la dirección comercial de nuestros directores Clase B es Leandro N. Alem 882, C1001AAQ, Ciudad de Buenos Aires, Argentina. Para obtener más información sobre la gobernanza de nuestro Directorio, véase "*Accionistas Principales—Acuerdo de Accionistas.*"

Seguidamente se encuentran los directores titulares y suplentes a la fecha del presente Prospecto:

Nombre	CUIT/CUIL	Cargo	Clase[(1)]	Fecha de Designación	Fecha de Vencimiento	Carácter
Andres Marcelo Scarone	20-24424605-3	Presidente y Director	Clase A	16 de enero de 2025	31 diciembre de 2027	No independiente
Patrick Leahy	PA 651924122	Vicepresidente y Director	Clase B	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Patricio Da Ré	20-27691322-1	Director	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Santiago Julián Fidalgo	23-16580802-9	Director	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Paula Dutto	27-29283038-1	Director	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Pablo Rizzo	20-20357403-8	Director	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Gabriela Dietrich	PA GA722132	Director	Clase B	28 de enero de 2025	31 diciembre de 2027	No independiente
Marco Alejandro Bramer Markovic	20-22212561-9	Director	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
María Eugenia Bianchi Pintos	23-32144223-4	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Edward Chao	PA 552029150	Director Suplente	Clase B	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Carlos Alberto San Juan	20-92870506-5	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Fernando Gómez Zanou	20-22500441-9	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Gastón Marcelo Laville Bissio	20-92870506-5	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	No independiente
Jonathan Zipp	PA 563564932	Director Suplente	Clase B	28 de enero de 2025	31 diciembre de 2027	No independiente
Santiago Sacerdote	20-24424605-3	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 diciembre de 2027	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*" del presente Prospecto.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los directores de la Sociedad:

El Sr. *Andres Marcelo Scarone*, DNI N° 24.424.605, CUIL N° 20-24424605-3, es Ingeniero Industrial de la Universidad Católica Argentina (UCA). Realizó cursos de especialización en MIT, EE.UU. y en Cambridge, Reino Unido. También cuenta con un MBA, por la Universidad de Piura en Perú. Con más de 30 años en la industria de Hidrocarburos, ingresó en YPF S.A. en 1994 en el área comercial de Lubricantes. Durante 1998 y 2010 ocupó distintos puestos dentro del negocio Downstream con base en Perú y Ecuador. El último desafío antes de regresar a Argentina en 2010 fue el de Gerente General de Duragas en Guayaquil, empresa dedicada al envasado, distribución y comercialización de GLP. Desde el 2010 al 2020 ocupó distintos puestos en YPF S.A. tales como Gerencia de Planificación y Control Comercial, Gerencia Ejecutiva Comercial para Argentina y la región y Gerencia Ejecutiva de Trading y Chartering. En 2020 hasta 2024, se desempeñó como Gerente General de MEGA y a partir de 2025, asume el puesto de vicepresidente de la unidad de Nuevas Energías de YPF y también director de YPF Luz.

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.

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 y un Posgrado en Negociación y Manejo de Conflicto de Business School. Actualmente se desempeña como "Gerente Ejecutivo Integración Proyecto LNG" en YPF. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Planificación Estratégica y Gestión de Participadas 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 director titular del directorio de Metrogas S.A.de Compañía Mega S.A. y de otras sociedades vinculadas al grupo de empresas de YPF.

El Sr. *Santiago Julián Fidalgo,* DNI N° 16.580.802, CUIL N° 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 está a cargo del sector Gestión de Participadas, en la Vicepresidencia de Nuevas Energías de YPF.

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.

El Sr. *Pablo Rizzo,* DNI N° 20.357.403, CUIL N° 20-20357403-8, es Ingeniero en Petróleo por la Universidad Nacional de Cuyo, e Ingeniero en Seguridad e Higiene por la Universidad Tecnológica Nacional. Cuenta con 29 años de experiencia en la industria petroquímica y de refinanciación de petróleo. En la actualidad se desempeña como "Gerente Ejecutivo de Calidad, Ambiente y Seguridad de Downstream y Midstream" en YPF SA y como director titular de Profertil S.A. [PK1] En el pasado, ha ocupado el cargo de Gerente del Complejo Industrial La Plata desde el año 2020 al 2022, así como también Gerente del Complejo Industrial de Lujan de Cuyo desde el año 2017 a 2020, y como Gerente del Complejo Industrial Plaza Huincul desde el año 2011 a 2017.

La Srta. *Gabriela Dietrich*, Pasaporte N° 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 por administrar los portfolios de GE Vernova Financial Services en Latinoamérica como también en esfuerzos de originación de nuevos proyectos. Previo a esta actividad, la Srta. Dietrich trabajó en ABN AMRO y Santander en el sector de banca de inversión.

El Sr. *Marco Alejandro Bramer Markovic,* DNI N° 22.212.561, CUIL N° 20-22212561-9, es licenciado en Administración de Empresas, recibido en la Universidad de San Andres y trabajó en el sector financiero por más de 15 años, 10 de esos años en el exterior, en el Chase Manhattan Bank y el BNP Paribas. Ingresó a YPF como Gerente Ejecutivo de Finanzas en marzo de 2024.

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 el cargo de síndica titular en la compañía Gasoducto del Pacífico S.A.

El Sr. *Edward Chao*, Pasaporte N° 552029150, tiene un grado en artes, especialización en ciencias de la computación por la Universidad de Cornell, y un Master en Negocios por la Universidad de Michigan. Desde el año 2006 se desempeña en GE Energy Financial Services, siendo actualmente el Vicepresidente Senior, habiendo ocupado los cargos de Vicepresidente, Asistente del Vicepresidente y Asociado. En el pasado ha tenido experiencia en el Banco Mundial desde 2005 a 2006 como consultor de corto plazo, en Siebel Systems desde 1999 a 2003 como Gerente de Línea de Producto, y en Merryl Lycnh&Co. Como analista.

El Sr. *Carlos Alberto San Juan*, DNI N° 21.434.189, CUIT N° 20-21434189-2, es abogado recibido en la Universidad de Buenos Aires en 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 Ejecutivo de Servicios Jurídicos Gas Natural y GLP de la Vicepresidencia de Servicios Jurídicos.

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.

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. Asimismo, cuenta con especializaciones en Gestión de Proyectos, Liderazgo (UCA) y Toma de Decisiones (ITBA) y Análisis de Riego (Rose & Associates) entre otras. Actualmente se desempeña como Gerente Planificación Estratégica y Control de Gestión en el área de Gas y Energía.

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*.

El Sr. *Santiago Sacerdote,* DNI N° 24.424.605, CUIL N° 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 en YPF S.A. como Gerente Ejecutivo de Desarrollo de Portafolio de Nuevas Energías, y como Presidente de YPF Litio. Ha sido por 7 años Gerente General de la empresa YPF Tecnología (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.

Gerencia de Primera Línea

La gerencia de primera línea de la Sociedad tiene a su cargo la implementación y la ejecución de nuestros objetivos estratégicos y a corto plazo, y dependen de nuestro *chief executive officer*. El siguiente cuadro detalla los cargos gerenciales de primera línea de la Sociedad a la fecha del presente Prospecto:

Nombre	Cargo	Fecha de Designación (*)
Héctor Martín Mandarano.....	Chief Executive Officer	Marzo 2018
Pedro Luis Kearney	Chief Financial Officer	Abril 2024
Santiago Matías Sajaroff.....	Chief Operations Officer	Marzo 2018
Sebastián Pablo Torres	Chief Compliance Officer	Mayo 2018
Carlos Dionisio Maria Ariosa.....	Gerente de Servicios Jurídicos	Abril 2021
Alejandro Avayú.....	Gerente de Servicios Transversales y Operativos	Marzo 2018
Jorge Esteban Ravlich	Gerente de Negocio Eléctrico	Marzo 2018
Carlos Mafia del Castillo	Gerente Innovación y Tecnología	Febrero 2019
Mariana Iribarne.....	Gerente de Relaciones Institucionales y Sostenibilidad	Junio 2018
Gonzalo Gastón Seijo.....	Gerente de Ingeniería Proyectos y Obras	Octubre 2021
Gisela Elisa Fanciotti	Gerente de Personas y Cultura	Agosto 2013

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

A continuación, se indica, una breve descripción biográfica de cada uno de los gerentes de primera línea:

El Sr. *Héctor Martín Mandarano*, DNI N° 22.867.397, CUIL N° 20-22867397-9, obtuvo el título de ingeniero eléctrico de la Universidad Tecnología Nacional en Buenos Aires, posee un máster en Bussiness Administration del IAE y una maestría en Administración del MEM del Instituto Tecnológico Buenos Aires. Ha desempeñado diferentes funciones en el sector eléctrico y energético argentino, participando en estudios de sistemas de potencia y operación de redes de alta tensión en SACME (1997-2000), despacho, movimiento de energía en Pérez Companc (2000-2002). El Sr. Mandarano se desempeñó como Gerente de División de Negocios de Electricidad en Petrobras Energía S.A. entre 2001 y 2011, y Director de las Centrales Térmicas Manuel Belgrano y San Martín entre 2002 y 2011. Se incorporó a YPF en 2011, como Gerente de la Unidad de Negocios Eléctricos. Fue Director en Metrogas entre 2014 y 2016 y es Presidente del Directorio de Central Dock Sud desde 2012. En 2016 asumió como Gerente Ejecutivo del Negocio Eléctrico y Renovables en YPF. Se desempeña como Gerente General de YPF Energía Eléctrica S.A. desde 2013 y como CEO de YPF Luz desde marzo de 2018.

El Sr. *Pedro Luis Kearney*, DNI N° 29.502.789, CUIL N°20-29502789-5, es contador público de la Universidad Católica Argentina y cuenta con un MBA de la Universidad Torcuato Di Tella. Ha desarrollado su carrera en finanzas y planificación dentro del grupo YPF. Ingresó a YPF en 2003 en áreas de estrategia, planificación, y control, tanto en Buenos Aires como en Madrid, donde en 2018 llegó a ocupar el rol de Controller del negocio del Downstream. Posteriormente, entre 2020 y marzo del 2024, se desempeñó como Gerente Ejecutivo de Planeamiento y Finanzas en YPF, donde estaba a cargo de las funciones de planeamiento, control de gestión, estructuración financiera, tesorería y Relación con Inversores. Adicionalmente, desde el año 2022. Antes de unirse a YPF Luz como Chief Financial Officer, formaba parte del Directorio de YPF Luz. En la actualidad es Chief Financial Officer de la Sociedad.

El Sr. *Santiago Matías Sajaroff*, DNI N° 22.860.720, CUIL N° 20-22860720-8, obtuvo el título en ingeniería eléctrica 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. Antes de incorporarse a YPF, el Sr. Sajaroff fue Gerente Senior de Operaciones de CDS durante casi 10 años, y antes de eso, ocupó diferentes cargos en la misma empresa. En YPF se desempeñó como gerente comercial de Central Dock Sud, gerente comercial del negocio eléctrico de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF, y gerente técnico y gerente de proyectos y construcciones del negocio eléctrico de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF. Desde 2018 se desempeña como Chief Operating Officer.

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 cuenta con estudios de posgrado en Gestión Energética y Gestión de Energías Renovables por la Pontificia Universidad Católica Argentina y la Universidad Austral. Antes de unirse a nosotros en mayo de 2018, el Sr.

Torres se había desempeñado en diferentes cargos en las áreas de Cumplimiento y Legal de GE desde 2001, incluyendo (i) Gerente Legal y de Cumplimiento de GE Capital Argentina, (ii) Líder Senior de Integración de Compliance para América Central y el Caribe (con sede en San José - Costa Rica), (iii) Director de Compliance para América Latina en GE Global Operations Finance, y (iv) Gerente Ejecutivo de Compliance para América Latina en GE Global Law & Policy. Desde mayo de 2018, se desempeña como nuestro Chief Compliance Officer. Además, en enero de 2019 asumió la Gerencia de Auditoría Interna. Asimismo, desde 2018 el Sr.Torres se desempeña como director suplente de CDS.

El Sr. *Carlos Dionisio Maria Ariosa.* DNI N° 17.358.316, CUIL N° 20-17358316-9. El Sr. Ariosa es licenciado en Derecho por la Universidad Católica Argentina y tiene un posgrado en Derecho del Petróleo y Gas Natural (Facultad de Derecho de la UBA, 1995) y otro en Gestión del Mercado de Electricidad y Gas Natural (ITBA, 2001). Se desempeña como Gerente de Asuntos Legales desde abril de 2021. Antes de unirse a nosotros trabajó durante 10 años como Gerente de Asuntos Legales en Edenor S.A., y antes como Director de Asuntos Legales en Transportadora de Gas del Sur S.A. y Gerente Legal de Gas y Energía en Petrobras Energía S.A. El Sr. Ariosa ha sido el auditor legal principal durante los últimos 25 años en varias empresas de energía como Edesur S.A., Transener S.A., Compañía Mega S.A., Transportadora de Gas del Sur S.A. y Sacme S.A., entre otras, y director suplente en Edenor S.A. Desde abril de 2022 es director de Central Dock Sud S.A.

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 y en marzo 2018 fue designado como Gerente de Servicios Transversales y Operativos.

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 MBA del IAE. El Sr. Ravlich desarrolló su carrera profesional en el sector energético, con diversas funciones en las áreas comercial, de planificación y de desarrollo de negocio en Perez Companc, Petrobras y Pampa Energía. Se incorporó al equipo de YPF Luz en 2017 como Gerente de Planificación Estratégica y Desarrollo. Desde septiembre de 2021 se desempeña como Gerente de Desarrollo de Negocios y Comercial.

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, un Postgrado en Management Estratégico en la Universidad de Belgrano, y un Executive MBA en el IAE. Inicio su carrera profesional en 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. En enero de 2021, comenzó a desempeñarse como Gerente Comercial de Central Térmica Dock Sud y Participadas. Desde febrero 2023, se desempeña como Gerente de Innovación y Tecnología.

La Sra. *Mariana Iribarne*, DNI N° 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. En junio de 2018 ingresó a YPF Luz como Gerente de Relaciones Institucionales.

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 la 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. Luego de ello se desempeñó como Gerente de Construcciones de la Sociedad, hasta su designación como Gerente de Ingeniería Proyectos y Obras en octubre de 2021.

La Sra *Gisela Elisa Fanciotti*, DNI N° 29.338.612, CUIL N° 27-29338612-4, obtuvo el título de Licenciada en Psicología de la Universidad Nacional de Tucumán, posee una Especialización de posgrado en Gestión estratégica de Recursos Humanos de la Universidad de San Andrés. Ha desempeñado diferentes funciones en el sector energético desempeñándose como HRBP en Gasmarket (2007-2011), comercializadora de Gas para el Noroeste Argentino, perteneciente al grupo GASNOR y luego en misma posición en Pluspetrol Energy (2011-2013) para luego continuar su desarrollo dentro de YPF Luz en sus roles de HRPB para la planta ubicada en El Bracho, Tucumán hasta 2017, año en el cuál asume el rol de Referente en Formación y Desarrollo hasta el año 2021. Posteriormente continúa como Gerente de Centro de Expertise en Personas y Cultura, teniendo bajo su órbita el diseño y la gestión de los procesos del área para toda la Compañía. Actualmente se desarrolla como Gerente de Personas y Cultura en YPF Luz.

La Comisión Fiscalizadora

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

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

Al desempeñar estas funciones, la Comisión Fiscalizadora no controla nuestras operaciones ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

La siguiente lista incluye a los miembros de nuestra Comisión Fiscalizadora a la fecha de este Prospecto, quienes fueron designados en la asamblea de accionistas celebrada el 29 de abril de 2024, y cuyos mandatos expiran en diciembre de 2024. No obstante, los miembros de la Comisión Fiscalizadora permanecerán en el cargo hasta que se designen nuevos miembros.

Nombre	Cargo	Clase	Fecha de Designación	Mandato hasta
Luis Rodolfo Bullrich.....	Síndico Titular	A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Marcela Inés Anchava	Síndico Titular	A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Santiago Carregal	Síndico Titular	B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Nicolás Perkins	Síndico Suplente	A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Francisco Muruzeta.....	Síndico Suplente	A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Diego Agustín Chighizola	Síndico Suplente	B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024

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.

Para más información relativa a la Comisión Fiscalizadora, véase "*Accionistas Principales - Acuerdo de Accionistas*".

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la comisión Fiscalizadora de la Sociedad:

El Sr. *Luis Rodolfo Bullrich*, DNI N° 14.886.217, CUIT 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.

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.

El Sr. *Santiago Carregal*, es abogado, DNI N° 14.062.395, CUIT N° 20-14062395-5, 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.

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.

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.

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.

Prácticas del Directorio

De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Sociedades, los Directores tienen la obligación de cumplir sus deberes con la lealtad y diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante nosotros, nuestros accionistas y terceros por el incumplimiento de sus

deberes, por la violación de la ley o de nuestro estatuto social y otras regulaciones aplicables y por los daños y perjuicios causados por su dolo, abuso de facultades o culpa. Nuestro estatuto social, las regulaciones aplicables y las resoluciones de las asambleas de accionistas pueden asignar deberes específicos a un director. En tales casos, la imputación de responsabilidad de un director se hará atendiendo a su actuación individual siempre que su designación y asignación de funciones resuelta por asamblea estuviera inscripta en la Inspección General de Justicia.

Únicamente los accionistas a través de una asamblea de accionistas podrán autorizar a los directores para participar en actividades que están 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 descritos anteriormente.

Remuneración

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 para ese ejercicio económico. La Ley General de Sociedades aumenta el límite anual en la remuneración de los directores por hasta un 25% de las ganancias del resultado neto de dicho ejercicio, basado en el monto de dividendos, si fuesen pagados. La remuneración de la totalidad de los directores y los miembros de la Comisión Fiscalizadora, requiere aprobación de una Asamblea General Ordinaria de Accionistas. 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.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora han renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. Durante 2024, nuestros programas de remuneración basados en el desempeño incluyeron un esquema de bonificación para aproximadamente 237 empleados fuera de convenio y 242 empleados dentro de convenio.

Ni nosotros ni ninguna de nuestras subsidiarias hemos celebrado ningún otro acuerdo que prevea algún beneficio o compensación para cualquier otro director o miembro de la Comisión Fiscalizadora después de la expiración de su mandato o al momento de su jubilación. Mantenemos un seguro de responsabilidad civil para directores y oficiales (D&O) según lo requerido por la ley argentina.

Comité de Auditoria

De acuerdo con el artículo 109 de la Ley de Mercado de Capitales, únicamente las sociedades que realicen oferta pública de sus acciones deberán constituir un comité de auditoría. En consecuencia, la Sociedad no está 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, sin perjuicio de los establecido en "*Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*" de este Prospecto.

Auditores

Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 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.

Estados Financieros Consolidados al	Firmado por	Estudio contable	Domicilio	Matriculado en
31 de diciembre de 2024	Diego O. De Vivo	Deloitte & Co. S.A.	Della Paolera 261-4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190
31 de diciembre de 2023	Diego O. De Vivo	Deloitte & Co. S.A.	Della Paolera 261-4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190
31 de diciembre de 2022	Diego O. De Vivo	Deloitte & Co. S.A.	Della Paolera 261-4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190

La Asamblea General Ordinaria correspondiente al ejercicio fiscal 2025 tratará la designación de los auditores para dicho ejercicio, así como la designación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora.

ACCIONISTAS PRINCIPALES

Al 31 de diciembre de 2024, nuestro capital social suscrito era de Ps.3.747.070.355 representado por 2.810.302.991 acciones Clase A con un valor nominal de Ps.1 y 1 voto por acción, y 936.767.364 acciones Clase B con un valor nominal de Ps.1 y 1 voto por acción. Nuestras acciones Clase A y Clase B tienen los mismos derechos de voto, económico, distribución y liquidación, sujetos a los términos de nuestro Acuerdo de Accionistas descrito a continuación. Nuestro capital social está totalmente emitido y pagado.

A la fecha de este Prospecto, la composición de nuestro capital social era la siguiente:

	Clase de Acciones	Cantidad de Acciones	Porcentaje del Capital Social
YPF[(1)]	A	2.723.826.879	72,69218%
OPESSA[(1)]	A	86.476.112	2,30783%
GE EFS[(2)]	B	936.767.364	24,99999%
Total		3.747.070.355	**100,00%**

(1) OPESSA es una subsidiaria de propiedad total de YPF. YPF es el propietario beneficiario de 2.810.302.991 acciones Clase A, que representan aproximadamente el 75% de nuestro capital social. La dirección de YPF es Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad de Buenos Aires, Argentina.

(2) GE EFS está controlada indirectamente por GE Vernova. GE Vernova es una empresa constituida bajo las leyes del Estado de Nueva York y está listada en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Acuerdo de Accionistas

El 20 de marzo 2018 la Sociedad y todos sus accionistas celebraron el Acuerdo de Accionistas. El 2 de abril de 2024, GE Vernova anunció su escisión de General Electric. A la fecha del presente Prospecto, YPF y GE Vernova ostentan el control de la Sociedad en virtud de los términos del Acuerdo de Accionistas, que establece las siguientes disposiciones clave:

Nombramiento de Directores

Los directores serán designados 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.

Los directores designados por una clase de acciones sólo podrán ser removidos en cualquier momento por decisión de los titulares de la clase de acciones que lo haya elegido. Los directores suplentes sólo podrán sustituir o reemplazar a los 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, éste será reemplazado en forma automática por un director suplente o por 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

Presidente y Vicepresidente

Mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de designar al presidente del Directorio, y mientras la Clase B de Accionista represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar al vicepresidente del Directorio.

Reunión de Directorio, quórum y requisitos de votación

Salvo acuerdo de la mayoría de los directores titulares, el directorio deberá reunirse en forma mensual o según lo dispuesto en nuestros estatutos. Las reuniones extraordinarias del Directorio pueden ser convocadas

mediante notificación de cualquier director. Cualquier decisión o resolución en cualquier reunión de nuestro Directorio requerirá un quórum de la mayoría absoluta de los directores y dichas resoluciones serán válidamente aprobadas por el voto afirmativo de la mayoría de nuestros directores con derecho a votar sobre dicha decisión, excepto para (A) ciertos asuntos restringidos como la adopción de nuestro presupuesto anual, la aprobación de nuestro plan de negocios o la celebración de cualquier acuerdo comercial que, individualmente o en conjunto, implique una consideración superior a US$5.000.000 y no esté contemplado en el presupuesto anual, en cuyo caso se requiere el voto afirmativo de al menos un director designado por la clase de acciones que posea al menos el 24,5% de nuestro capital social; y (B) la aprobación de nuestro presupuesto anual, y las variaciones de nuestro presupuesto anual superiores al 10%, en cuyo caso se requiere el voto afirmativo de al menos un director designado por GE EFS, siempre que GE EFS posea al menos el 12,45% de nuestro capital social.

Comisión Fiscalizadora

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora serán designados de la siguiente forma:

- la Clase A de Accionistas tendrá derecho a designar 2 miembros titulares y 2miembros suplentes y designará al presidente de la Comisión Fiscalizadora; y
- la Clase B de Acciones tendrá derecho a designar 1 miembro titular y 1 miembro suplente y designará al vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

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

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

Asimismo, si la Clase A de accionista llegase a representar más del 87.5% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes, además del derecho a designar al presidente y al vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

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

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 por los Accionistas de la Clase A.

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 por los Accionistas de la Clase B.

Dichas aprobaciones no se denegarán ni retrasarán de forma injustificada.

Transferencia de acciones

El Acuerdo de Accionistas también contiene ciertas restricciones a la transferencia de nuestras acciones, incluidos los derechos de tanteo y retracto aplicables a la transferencia de acciones que no sean a filiales de los accionistas.

Derecho preferente de suministro

Siempre que las condiciones aplicables al suministro del producto o servicio se realicen en condiciones de igualdad y en nuestro mejor interés:

- General Electric tiene un derecho preferencial para proveernos turbinas, generadores y otro material (y proveer servicios de mantenimiento en el respecto de ello);
- YPF tiene un derecho preferencial para proveernos con gas natural a ser usado en nuestras plantas de energía térmica, y
- AESA tiene un derecho preferencial para proveernos con servicios EPC.

No Competencia y Oportunidades de Negocio

Excepto por limitadas excepciones, ninguno de nuestros accionistas puede, ni puede tener participación accionaria en ninguna entidad que compita con nosotros o posea activos que compitan con los nuestros.

Además, sujeto a los términos específicos establecidos en el Acuerdo de Accionistas, en el caso de que uno de nuestros accionistas tenga la intención de perseguir oportunidades de negocio en Argentina relacionadas con la generación o transporte de energía eléctrica, deberá notificar a los otros accionistas para determinar si dicha oportunidad será desarrollada directamente por nosotros.

Política de Dividendos

Maximizaremos la distribución de dividendos a nuestros accionistas y distribuiremos dichos dividendos en la medida en que: (i) tales distribuciones sean consistentes con una política financiera prudente; y (ii) tengamos fondos suficientes o se proyecte que tendremos fondos suficientes para financiar la porción de capital de todos los proyectos aprobados por nuestro consejo de administración en el momento de la determinación de la distribución de dividendos.

CIERTAS RELACIONES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

La siguiente discusión es un breve resumen de ciertos acuerdos, contratos y transacciones materiales que tenemos con partes relacionadas. También estamos involucrados en otras transacciones con partes relacionadas que no consideramos materiales.

Hemos realizado, y en el futuro podemos realizar, transacciones con partes relacionadas. Creemos que cualquier transacción y operación con partes relacionadas en las que hemos participado en el pasado ha sido en el curso ordinario de los negocios, en condiciones de mercado y de acuerdo con las prácticas habituales del mercado. De acuerdo con los términos del Acuerdo de Accionistas, AESA tiene un derecho preferencial para proporcionarnos servicios EPC, General Electric tiene un derecho preferencial para suministrarnos turbinas, generadores y otros equipos (y proporcionar servicios de mantenimiento respecto de los mismos) e YPF tiene un derecho preferencial para suministrarnos gas natural para ser utilizado en nuestras plantas de energía térmica, en cada caso, siempre que dichas ventas y servicios se realicen en condiciones de mercado y en nuestro mejor interés.

A continuación se presenta una descripción resumida de nuestras transacciones más relevantes con partes relacionadas.

PPAs y otros acuerdos de servicios con YPF

Celebramos PPAs y otros acuerdos de servicio con YPF para la provisión o generación de energía eléctrica y otros servicios vinculados. Para una descripción de dichos acuerdos, véase "*Información sobre la Emisora – Remuneración de la Emisora – PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora".*

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 las marcas "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 7 de febrero de 2023 para la provisión de ciertos servicios por parte de YPF. 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 préstamo con General Electric

Con fecha 27 de febrero de 2023, YPF Energía Electrica S.A. 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. Con fecha 15 de diciembre de 2023 la Compañía y GE EFS acordaron prorrogar el plazo de vencimiento hasta el 16 de diciembre de 2024. Con fecha 16 de diciembre se volvió a prorrogar el plazo con una tasa de interés efectiva del 3% y con vencimiento el 30 de junio de 2025.

Con fecha 30 de junio de 2023, la Sociedad celebró un nuevo contrato de préstamo con GE EFS por US$ 10,7 millones, con una tasa de interés efectiva del 0% y con vencimiento el 30 de junio de 2025.

Con fecha 26 de diciembre de 2024, la Sociedad celebró un nuevo contrato de préstamo con GE EFS por US$ 11,6 millones, con una tasa de interés efectiva del 3% y con vencimiento el 30 de junio de 2025.

Garantía de YPF

En relación con un contrato de préstamo celebrado por la Emisora con *Inter-American Investment Corporation* ("**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 ADICIONAL

A) <u>Instrumento Constitutivo y Estatutos.</u>

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 de publicación del Prospecto. 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) 2.810.302.991acciones 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"* de este 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 se constituyó el 5 de julio de 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 se inscribió 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 se inscribió 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 se inscribió 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 se inscribió ante la IGJ bajo el número 14907, del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones el 9 de agosto de 2018.

Objeto social

De acuerdo al artículo tercero de los Estatutos Sociales, la Sociedad tiene por objeto dedicarse por cuenta propia, de terceros o asociada a terceros a las siguientes actividades: el estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos; la industrialización, transporte y comercialización de dichos productos y sus derivados, incluyendo productos petroquímicos, químicos y combustibles de origen no fósil, bioconsumibles y sus componentes; y la generación, trasporte, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de todas las fuentes primarias de producción, convencionales y renovables, y toda otra fuente que se desarrolle en el futuro. La Sociedad podrá otorgar fianzas, avales y toda clase de garantías reales o personales por obligaciones de terceros, incluso para el mantenimiento de ofertas o el cumplimiento de contratos, dejando constancia que tal extremo se limita a personas jurídicas Subsidiarias, sean estas participadas o participantes de la propia Sociedad. A tal fin, la Sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer todos aquellos actos que no sean prohibidos por las leyes o por su estatuto.

Estatuto Social

Durante la Asamblea General Extraordinaria de Pluspetrol Energy S.A. celebrada el día 5 de junio de 2013, sus accionistas YPF y Pluspetrol Resources Corporation B.V. dejaron sentado en Actas la voluntad de reorganización societaria del patrimonio de Pluspetrol Energy S.A., mediante el instituto de la escisión previsto en el Capítulo I, Sección XI de la Ley General de Sociedades. Desde entonces, se establecieron condiciones y se firmaron acuerdos que definieron tanto los mecanismos como la reorganización patrimonial de esta escisión.

Cumpliendo con el Acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF, el 1 de agosto de 2013 da comienzo a sus actividades YPF Luz, sociedad creada por YPF.

La Sociedad se constituyó el 5 de julio de 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 se inscribió 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 se inscribió 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 se inscribió 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 se inscribió 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 de 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.

Directorio

Para más información véase "Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – Directorio" de este Prospecto.

Designación de directores

Para más información véase *"Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – Directorio"* de este Prospecto.

Presidente y Vicepresidente

Para más información véase *"Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – Directorio"* de este Prospecto.

Reuniones de Directorio

Para más información véase *"Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – Directorio"* de este Prospecto.

Comisión Fiscalizadora

Para más información véase *"Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – La Comisión Fiscalizadora"* de este 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 garantías 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 el 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 la 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 caos 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 garantizas 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

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.

De acuerdo con la legislación argentina, los dividendos sólo pueden ser pagados con ganancias realizadas y líquidas que resulten de un balance anual auditado y confeccionado de acuerdo con las normas contables vigentes en la Argentina y las Normas de la CNV, aprobado por la asamblea de accionistas. El directorio de una sociedad argentina que hace oferta pública de valores negociables puede declarar dividendos provisorios, en cuyo caso los miembros del directorio y de la comisión fiscalizadora serán ilimitada y solidariamente responsables del pago de ese dividendo si los resultados no asignados al cierre del ejercicio en que se hubiera declarado el dividendo no hubieran sido suficientes para permitir el pago de ese dividendo.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades y conforme a lo previsto en nuestro estatuto social, debemos efectuar una reserva legal no menor del 5% de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el estado de resultados del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social en circulación. La reserva legal no está disponible para su distribución a los accionistas.

Según lo previsto en nuestro estatuto social, de las ganancias líquidas y realizadas se destinarán:

- primero, el 5% como mínimo de las ganancias líquidas, más (menos) los ajustes del ejercicio anterior, al fondo de reserva legal hasta que la reserva alcance el 20% del capital suscripto;
- segundo, a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora; y
- tercero, a distribución de dividendos.

Nuestro estatuto social y el Acuerdo de Accionistas también disponen, sujeto a las limitaciones indicadas previamente, que la Sociedad maximizará la distribución de dividendos, teniendo en consideración los siguientes

parámetros: (i) que dichos dividendos sean apropiados conforme la prudente política financiera de la Sociedad; y (ii) que la Sociedad mantenga fondos suficientes, o tenga proyectado contar con fondos suficientes durante el ejercicio en el cual se apruebe la distribución de dividendos, para llevar adelante los proyectos aprobados por el Directorio con anterioridad a la distribución de dividendos.

Nuestro directorio presenta sus estados financieros correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior, acompañados con los correspondientes informes de la comisión fiscalizadora y de los auditores, para la aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio se deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para la consideración de nuestros estados financieros anuales y la determinación de la asignación de los resultados correspondientes a ese ejercicio.

De acuerdo con las Normas de la CNV, los dividendos en efectivo deberán distribuirse a los accionistas dentro de los 30 días corridos de su aprobación por la asamblea que hubiera aprobado esos dividendos o bien, en el caso en que la asamblea delegara la facultad de distribuir dividendos al directorio, dentro de los 30 días de la reunión de directorio que hubiera aprobado esos dividendos. En el caso de pago de dividendos en acciones, o en acciones y en efectivo conjuntamente, las acciones y el efectivo, según el caso, deben ponerse a disposición de los accionistas dentro del plazo máximo de 3 meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos.

Según nuestro estatuto social, los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones tan pronto como sea posible y razonable, pero nunca luego de la finalización del ejercicio social en que fueron aprobados.

El actual Código Civil y Comercial de la Nación no prevé un plazo específico para el cobro de dividendos. Por aplicación del plazo genérico de prescripción, el derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los cinco años de la fecha en que hubieran sido puestos a disposición del accionista.

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--Acuerdo de Accionistas" del 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" del presente Prospecto.

Transferencia de acciones

Para más información véase "Accionistas Principales - Transferencia de acciones" del presente Prospecto.

Derecho Preferente de Suministro

Para más información véase "Accionistas Principales - Derecho preferente de suministro" del presente Prospecto.

No competencia y oportunidades de negocios

Para más información véase "Accionistas Principales - No Competencia y Oportunidades de Negocio" 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 y fueron celebrados en los dos años anteriores a la fecha del presente Prospecto.

B) <u>Controles de Cambio</u>

Tipos de cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley de Convertibilidad Nº 23.928 estableció un tipo de cambio fijo de 1 peso argentino por 1 dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública, puso formalmente fin a esa paridad entre el dólar estadounidense y el peso argentino.

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 argentino 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 de Solidaridad, que declaró nuevamente la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase "*Factores de riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina— Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio*" del presente Prospecto.

Los controles de cambiarios que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, el tipo de cambio oficial entre el peso argentino y el dólar estadounidense y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las empresas 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 de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias (el "**Decreto 609**"), 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 609. A la fecha del presente Prospecto, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 8191, conforme sus posteriores modificaciones y complementos 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, por los períodos indicados, se exponen los tipos de cambio mínimos, máximos promedio y de cierre del período para los períodos anuales y mensuales indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en el promedio entre el tipo de cambio comprador y vendedor divisa cotizados por el Banco de la Nación Argentina. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino.

	Mínimo	**Máximo**	**Promedio [(1)]**	**Cierre del período**
		(pesos por US$)		
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2020	59,72	84,05	70,53	84,05
2021	84,60	102,62	95,06	102,62
2022	102,90	177,06	130,71	177,06
2023	178,05	806,95	294,95	806,95
2024	824,90	1.030,50	923,68	1.030,50
Mes				
Enero 2025	1.031,00	1.052,00	1.021,66	1.052,00
Febrero 2025	1.052,75	1.063,25	1.056,93	1.063,25
Marzo 2025	1.064,37	1.073,87	1.069,03	1.073,87
Abril (hasta el 9 de abril)	1.073,25	1.075,00	1.074,25	1.075,00

(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 argentinos 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.

Regulaciones cambiarias

A los efectos de esta sección, (i) "moneda extranjera" significa cualquier divisa o moneda distinta del Peso argentino; y (ii) "**Régimen Cambiario**" significan las regulaciones cambiarias sancionadas por el BCRA conforme a la Comunicación "A" 8191, sus modificatorias y complementarias.

Disposiciones específicas para los ingresos por el Mercado de Cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del Mercado de Cambios

El régimen cambiario argentino establece que el producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos argentinos a través del Mercado de Cambios en un plazo determinado para el bien de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de cobro. Sin embargo, la posibilidad de utilizar este plazo quedará supeditada en todos los casos al cumplimiento de los plazos previstos en el Régimen Cambiario para cada tipo de bien.

El Decreto N° 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 (el "**Decreto 28/2023**") estableció que en relación con: (i) el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 de la Ley N° 22.415 (el Código Aduanero) y sus modificaciones (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas en el país, con utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior); y (ii) el contravalor de la exportación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del MERCOSUR ("**NCM**"), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% de dichos contravalores a través del Mercado de Cambios y, por el 20% restante se deberá concretar a través de operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local en el país.

En el caso que el cliente sea un VPU adherido al RIGI que declaró ante el Ministerio de Economía que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley de Bases en materia de cobro de exportaciones de bienes y servicios resultarán aplicables los porcentajes de ingreso y liquidación dispuestos en los puntos 14.1.1. y 14.1.2. del Régimen Cambiario, según corresponda.

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.

Los anticipos, prefinanciaciones y posfinanciaciones del exterior deberán ser ingresadas y liquidadas en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, con los requisitos y excepciones establecidos en el punto 7.1.3 del Régimen Cambiario.

Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del Mercado de Cambios, incluyendo, sin limitación, los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto N° 679/2022), en la medida que los fundos se hubieran ingresado dentro de los plazos normativos establecidos y se cumplan las demás condiciones establecidas en el Régimen Cambiario.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada operación 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 financiera designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

Aplicación de divisas de cobros de exportaciones

Existe una aplicación de divisas de cobros de exportaciones de bienes cuando se ha certificado que los propios bienes exportados o las divisas cobradas por ellos fueron utilizados para cancelar el capital, intereses y/o gastos

de otorgamiento de operaciones de financiamiento, pagar utilidades y dividendos y/o concretar la repatriación de una inversión directa de un accionista no residente en los casos que se detallan a continuación, todo ello de conformidad con lo establecido en el punto 7.3 del Régimen Cambiario:

(i) Anticipo de exportaciones de bienes liquidado;
(ii) Prefinanciación de exportaciones de bienes liquidada;
(iii) Posfinanciación de exportaciones de bienes liquidada;
(iv) Liquidaciones asociadas a exportaciones que cuenten con financiación a importadores del exterior otorgada por entidades financieras locales;
(v) Préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones de bienes;
(vi) Prefinanciaciones y financiaciones de exportaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales pendientes al 31 de agosto de 2019 que no fueron liquidadas en el Mercado de Cambios;
(vii) Anticipos y prefinanciaciones de exportaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 que no fueron liquidados en el Mercado de Cambios en la medida que se cuente con la conformidad previa o se aplique el mecanismo descripto en el punto 9.3.3.2 del Régimen Cambiario;
(viii) Operaciones financieras habilitadas para aplicar cobros de exportaciones de bienes y servicios.
(ix) Operaciones habilitadas para la aplicación de cobros de exportaciones de bienes en el marco del régimen de fomento de inversión para las exportaciones (Decreto 234/21);
(x) Financiaciones asociadas a importaciones de bienes habilitadas para la aplicación de cobros de exportaciones de bienes;
(xi) Anticipos, prefinanciaciones y posfinanciaciones del exterior con liquidación parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos 492/23, 549/23, 597/23 y 28/23.

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 argentinos 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 compañía cuente con una certificación emitida por una entidad financiera en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al Mercado de Cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso. La entidad financiera 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, 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 compañía 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 que se imputa.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Como regla general, 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 20 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

También le resulta aplicable a los cobros de exportaciones de servicios lo dispuesto en el Decreto 28/2023 (ver "*-Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del Mercado de Cambios*").

En el caso de que el cliente sea un VPU adherido al RIGI, que haya declarado ante el Ministerio de Economía, autoridad de aplicación del RIGI, que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley de Bases (que establece que dichos VPU no están obligados a ingresar ni liquidar en el Mercado de Cambios las divisas obtenidas por conceptos distintos de la exportación de productos, incluyendo servicios), será aplicable la excepción prevista en el Punto 14.1.3. Dicho punto establece que los cobros por la prestación de servicios a un no residente por parte de un VPU titular de un proyecto adherido al RIGI quedarán exceptuados de la obligación de ingreso y/o liquidación por la totalidad del contravalor en divisas en la medida que el servicio haya sido prestado o devengado a partir de la fecha de puesta en marcha del VPU reportada por el Ministerio de Economía al BCRA.

Determinadas situaciones detalladas en el punto 2.2.2 del Régimen Cambiario están exceptuadas de la obligación de liquidación los cobros de exportaciones de servicios, siempre que se ingresen en los plazos previstos.

Enajenación de activos no financieros no producidos.

El contravalor percibido por parte de residentes por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos deberá ingresarse en divisas y liquidarse en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

Los títulos de deuda con registro público en el exterior, otros endeudamientos de carácter financiero con el exterior y los títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera íntegramente suscriptos en el exterior (todo ellos, "**Endeudamientos Financieros con el Exterior**"), desembolsados a partir del 1 de septiembre de 2019, deberán ser ingresadas y liquidadas en el Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. En consecuencia, aunque la liquidación del producto de dichas operaciones no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al Mercado de Cambios a efectos de reembolso.

Asimismo, y como condiciones adicionales a dicho acceso al Mercado de Cambios, la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, y el acceso al Mercado de Cambios debe producirse con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar.

En el caso de que se trate de un pago de capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024 que se concreta con una transferencia al exterior, el acceso al Mercado de Cambios deberá producirse una vez transcurridos, como mínimo, 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos desde su fecha de emisión.

El acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos con más de 3 (tres) días de antelación a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los siguientes supuestos de precancelación 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: (i) precancelacion de *capital e intereses* con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda que califique como Endeudamiento Financiero con el Exterior; (ii) precancelacion de *capital e intereses* con la

liquidación simultánea de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iii) precancelación de *intereses* en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda que califiquen como Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iv) precancelación de *capital e intereses* en forma simultánea con la liquidación de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior; y (v) precancelación de capital e intereses por parte de un VPU adherido al RIGI.

Asimismo, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital e intereses en virtud de Endeudamientos Financieros con el Exterior con partes vinculadas. Ciertas excepciones específicas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Régimen Cambiario. Ver *"- Pagos en virtud de deudas con contrapartes vinculadas".*

Por otra parte, y en el marco de lo dispuesto en el punto 3.11.2. del Régimen Cambiario, las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de Endeudamientos Financieros con el Exterior o de títulos de deuda con registro público en el país con acceso al Mercado de Cambios en función de lo dispuesto en el punto 3.6.1.3. del Régimen Cambiario para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa en las siguientes condiciones:

(i) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales;
(ii) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso; y
(iii) el acceso del cliente encuadra dentro alguna de las siguientes situaciones:

   a. se concreta dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha de vencimiento por un monto diario que no supere el 10% (diez por ciento) del monto que se cancelará; o
   b. se concreta dentro de los 5 (cinco) días hábiles previos al plazo normativo admitido en cada caso por un monto diario que no supere el 20% (veinte por ciento) del monto que se cancelará.

<u>Disposiciones específicas para lo egresos por el Mercado de Cambios</u>

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 títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior; 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. Sin perjuicio de lo cual, mediante la Comunicación "A" 8137, el BCRA estableció que las entidades podrán aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que sus tenencias en exceso al monto antes contemplado corresponden a fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre que se originaron en los últimos 180 días corridos por desembolsos en el exterior de endeudamientos financieros recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024. El cliente podrá presentar una declaración jurada cuando el monto de los fondos depositados no supere el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos. 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. Sin perjuicio de lo anterior, la Comunicación 'A' 8137 ha sido incorporada y actualizada en el texto ordenado de exterior y cambios emitido mediante la Comunicación 'A' 8191 del BCRA, por lo que sus disposiciones continúan vigentes en el marco de esta nueva normativa.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles y/o CEDEARs por un monto superior al establecido en el párrafo precedente, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, los activos externos líquidos:

(i) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios;
(ii) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios;
(iii) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o posfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 20 (veinte) días hábiles desde su percepción;
(iv) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en Endeudamientos Financieros con el Exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos
(v) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en los últimos 180 (ciento ochenta) días corridos por desembolsos en el exterior recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024 de Endeudamientos Financieros con el Exterior.
(vi) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera contempladas en el punto 3.16.3.6.iii) del Régimen Cambiario.
(vii) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en emisiones de títulos de deuda concretadas en los 120 (ciento veinte) días corridos previos y susceptibles de ser encuadradas en lo previsto en los puntos 7.11.1.5. y 7.11.1.6 del Régimen Cambiario.

Las entidades también podrán aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que sus tenencias en exceso al monto contemplado corresponden a fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior originados en lo obtenido por la suscripción en el exterior de un nuevo título de deuda en los últimos 60 días corridos y que serán destinados a concretar una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado de títulos de deuda o deudas financieras con el exterior, que califiquen como Endeudamientos Financieros con 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 (noventa) días corridos anteriores, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros:

(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 argentinos;
(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 ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) precedente a partir del momento en que solicita el acceso al Mercado de Cambios y durante los 90 (noventa) días corridos subsiguientes, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros.

El punto 3.16.3.6. del Régimen Cambiario estipula las distintas transacciones que no deberán tenerse en cuenta en las declaraciones juradas elaboradas para dar cumplimiento a los puntos (c) y (d).

(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 deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente una declaración jurada en la que conste:

(i) el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico. Para determinar la existencia de una relación de control directo, deberán considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las normas del BCRA sobre "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" deben considerarse. Las empresas que compartan una relación de control del tipo definido en los puntos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las normas sobre "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" deben considerarse miembros del mismo "grupo económico".

(ii) que en el día en que solicita el acceso al Mercado de Cambios y en los 90 (noventa) días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios.

(iii) Lo indicado en los puntos (i) y (ii) precedentes podrá ser considerado cumplido, en el caso de que el cliente que pretende acceder haya presentado:

a. una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto (e)(ii), salvo por aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad, no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales- a ninguna persona humana o jurídica;
b. una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto (e)(i). a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto (e)(ii), dejando constancia de lo requerido en los puntos (c), (d) y (e)(ii);
c. una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto (e)(i), en la cual deje constancia de que: *(x)* que cumple lo requerido en los puntos (c) y (d), o bien, *(y)* que en el plazo previsto en el punto (e)(ii), salvo por aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios, no ha recibido en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales- que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto (e)(i) a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto (e)(ii).

La Comunicación “A” 8108, promulgada el 19 de septiembre de 2024, estableció que las transferencias a entidades depositarias del exterior de títulos valores efectuadas o a efectuarse con el objeto de participar en una operación de recompra de títulos de deuda emitidos por un residente argentino no deberán ser consideradas en las declaraciones juradas que se confeccionen para dar cumplimiento a los apartados (c) y (d) más arriba.

Los clientes que hayan adquirido bonos BOPREAL en una suscripción primaria en el marco de lo dispuesto en “*Operaciones con bonos BOPREAL*” no deberán tener en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos (c) y (d) precedentes las ventas con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior de los bonos BOPREAL o las transferencias de estos bonos a depositarios en el exterior, cuando sean realizados por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria. Tampoco deberán tener en cuenta en las declaraciones juradas indicadas, las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el exterior o las transferencias de títulos valores a depositarios en el exterior, ambas concretadas a partir del 1 de abril de 2024, cuando el valor de mercado de estas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles de conformidad con lo dispuesto en “*Operaciones con bonos BOPREAL*” y su valor nominal, si el primero resultase menor.

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA para dar acceso al Mercado de Cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la ARCA en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará aplicable 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 de compra.

Finalmente, la Comunicación “A” 8129 de fecha 7 de noviembre de 2024, resolvió dar acceso para realizar pagos de deudas financieras antes del plazo previsto por las normas. Para ello, la obligación que motiva el acceso al Mercado de Cambios debe constar en realizar pagos de ciertos servicios de deudas financieras con el exterior o de ciertos títulos de deuda locales para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa en las siguientes condiciones: (a) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales; (b) el acceso se realice dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha del vencimiento del pago a realizar; (c) el acceso se realice por un monto diario que no supere el 10 % (diez por ciento) del monto que se cancelará al vencimiento; y (d) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso. Asimismo, la citada Comunicación establece el plazo mínimo para el acceso al Mercado de Cambios para transferir fondos al exterior a fin para el pago de capital de títulos de deuda, por medio del cumplimiento adicional para realizar una transferencia al exterior para pagar el capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024, incluyendo los que encuadren en la Comunicación A 8055 (títulos de deuda integrados totalmente en el exterior), que el pago tenga lugar una vez transcurrido como mínimo 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos desde su fecha de emisión. Cabe destacar que las disposiciones establecidas en la Comunicación 'A' 8129 continúan vigentes, aunque han sido incorporadas y actualizadas en el texto ordenado sobre exterior y cambios mediante la Comunicación 'A' 8191, emitida el 10 de febrero de 2025.

Pagos de 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, y en función de la fecha de vencimiento de los intereses que dichos endeudamientos comerciales devenguen.

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.

En cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, rigen las siguientes disposiciones:

I. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023.

1.1. Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien:

(i) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago correspondiente a los siguientes bienes: (a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM); (b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM); (c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación eléctrica; (d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM); (e) importaciones oficializadas a partir del 15 de abril de 2024 de uranio natural, uranio enriquecido y sus compuestos (posiciones arancelarias 2844.10.00 y 2844.20.00 de la NCM), agua pesada (posición arancelaria 2845.10.00) o circonio y sus manufacturas cuando correspondan a la posición arancelaria 8109.91.00, que sean destinadas a la elaboración de energía o combustibles.

(ii) para los restantes bienes, el pago se podrá realizar a partir de los 30 (treinta) días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes.

1.2. Las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 antes de los plazos previstos en el punto 1.1. arriba cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 10.10.2 del Régimen Cambiario.

1.3. El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 10.10.2 del Régimen Cambiario.

1.4. El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación.

La Comunicación “A” 8129 de fecha 7 de noviembre de 2024, resolvió dar acceso para realizar pagos de deudas financieras antes del plazo previsto por las normas. Para ello, la obligación que motiva el acceso al Mercado de Cambios debe constar en realizar pagos de ciertos servicios de deudas financieras con el exterior o de ciertos títulos de deuda locales para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa en las siguientes condiciones: (a) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales; (b) el acceso se realice dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha del vencimiento del pago a realizar; (c) el acceso se realice por un monto diario que no supere el 10 % (diez por ciento) del monto que se cancelará al vencimiento; y (d) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso. Asimismo, la citada Comunicación establece el plazo mínimo para el acceso al Mercado de Cambios para transferir fondos al exterior a fin para el pago de capital de títulos de deuda, por medio del cumplimiento adicional para realizar una transferencia al exterior para pagar el capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024, incluyendo los que encuadren

en la Comunicación A 8055 (títulos de deuda integrados totalmente en el exterior), que el pago tenga lugar una vez transcurrido como mínimo 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos desde su fecha de emisión.

II. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:

El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones detalladas en el punto 10.11 del Régimen Cambiario.

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 el acceso se produce 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".

En cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de servicios rigen las siguientes disposiciones:

I. Pagos de servicios que fueron o serán prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023:

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023 por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando:

i) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:

S03. Servicios de transporte de pasajeros.
S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).
S23. Servicios audiovisuales.
S25. Servicios del gobierno.
S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.
S27. Otros servicios de salud.
S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos.

ii) los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

iii) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S31. Servicios de fletes por operaciones de exportaciones de bienes" en la cual los fletes forman parte de la condición de venta pactada con el comprador de los bienes y se concreta una vez que la exportación cuenta con el cumplido de embarque otorgado por la aduana.

iv) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" y se concreta una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual se podría comenzar a pagar en forma diferida el bien transportado según lo dispuesto en el punto 10.10.1 del Régimen Cambiario.

v) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" y se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de

prestación o devengamiento del servicio. Este plazo se reducirá a 30 (treinta) días corridos cuando se trate de servicios prestados o devengados a partir del 29 de noviembre de 2024 por una contraparte no vinculada al residente.

vi) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.5. del Régimen Cambiario prestado por una contraparte no vinculada al residente y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo también será aplicable para las operaciones que correspondan a las transferencias al exterior de agentes locales por sus recaudaciones en el país de fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.

vii) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.5. del Régimen Cambiario prestado por una contraparte vinculada al residente y se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Las operaciones originadas en la prestación de servicios por parte de contrapartes vinculadas continuarán alcanzadas por este requisito aun cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

II. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

Será admisible el acceso al Mercado de Cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3 a 13.2.7. del Régimen Cambiario, cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones.

(i) Que el cliente acceda al Mercado de Cambios con fondos originados en una financiación en moneda extranjera por importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local en la medida que las fechas de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en el punto 13.2. del Régimen Cambiario.
Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2 del Régimen Cambiario se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo más 15 (quince) días corridos. Si el otorgamiento de la financiación es posterior a la fecha de prestación o devengamiento del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2. del Régimen Cambiario se computarán desde esta última fecha.

(ii) Que el cliente tenga acceso al Mercado de Cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1 del Régimen Cambiario respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.

(iii) Que el cliente acceda al Mercado de Cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un Endeudamiento Financiero con el Exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en la Sección 13.3.1 en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.
La porción del endeudamiento financiero que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al Mercado de Cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

(iv) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11 Régimen Cambiario.

(v) El cliente cuente con una “Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto Nº 277/2022)” emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario.

(vi) El pago corresponde a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.

(vii) El pago corresponda a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito. Las entidades podrán considerar también como operación garantizada por una agencia oficial de crédito a aquella que se encuentre cubierta por una garantía emitida por una aseguradora

privada por cuenta y orden de un gobierno nacional de otro país. En todos los casos, la entidad interviniente deberá contar con documentación en la que conste explícitamente tal situación.

(viii) El pago se concrete a la fecha de cierre de una operación de recompra y/o rescate de deudas encuadradas en los puntos 3.5.3.1. o 3.6.4.4. del Régimen Cambiario y corresponda a los servicios prestados por no residentes derivados a la emisión de los nuevos títulos de deuda y/o la operación de recompra y/o rescate.

(ix) El pago sea a una contraparte no vinculada al cliente y se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta en moneda extranjera en una entidad financiera local.

III. Pagos de servicios de no residentes prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023.

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para efectuar pagos por servicios de no residentes prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los requisitos establecidos en el unto 13.5. del Régimen Cambiario.

Pagos de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital o intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, es necesario que se haya ingresado y liquidado a través del Mercado de Cambios un monto equivalente al valor nominal del Endeudamiento Financiero con el Exterior y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase *"- Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior".*

Este requisito de ingreso y liquidación se considerará cumplimentado en los siguientes casos:

(1) Los endeudamientos desembolsados con anterioridad al 1 de septiembre de 2019.
(2) Los endeudamientos originados a partir del 1 de septiembre de 2019 que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de capital y/o intereses de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso en virtud de la normativa aplicable, en la medida que las refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original.
(3) Por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas.
(4) Por la diferencia entre el valor efectivo y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público colocados bajo la par.
(5) Por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en el contrato de endeudamiento.
(6) Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público realizadas entre el 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años que fueron entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, como parte del plan de refinanciación oportunamente requerido en el punto 7 de la Comunicación A 7106 y concordantes (disposiciones receptadas en el punto 3.17. del Anexo de la Comunicación A 7914), en base a los parámetros determinados en el Régimen Cambiario.:
(7) Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros 2 (dos) años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

(8) Por la porción suscripta con moneda extranjera en el país de emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 5 de febrero de 2021, en la medida que se cumplan la totalidad de las condiciones detalladas en el Régimen Cambiario.

(9) Por los endeudamientos con el exterior originados a partir del 1 de septiembre de 2019 en una refinanciación del capital y/o intereses de deudas comerciales con el acreedor del exterior, en la medida que la nueva deuda financiera no anticipe vencimientos respecto de la deuda comercial refinanciada ni implique la realización de pagos antes de la fecha en que el cliente hubiera podido acceder por la deuda comercial en virtud de la normativa aplicable.

(10) Los Endeudamientos Financieros con el Exterior que encuadren en los puntos 7.11.1.3. y 7.11.1.5. del Régimen Cambiario en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida. También se podrá computar el valor de los fletes que conste en la documentación de transporte asociada al registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que los fondos de las operaciones contempladas en los puntos mencionados hayan sido destinados al pago en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones no incluidos en su condición de compra pactada.

(11) Los Endeudamientos Financieros con el Exterior que hayan sido encuadrados en el punto 7.10.2.2.ii) del Régimen Cambiario en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

(12) Por la porción de los nuevos títulos de deuda que sean entregadas por un residente a sus acreedores como prima de participación, recompra, rescate anticipado o similar en el marco de una operación de canje, recompra y/o rescate anticipado de Endeudamientos Financieros con el Exterior, en la medida que:

> (i) el valor nominal de los nuevos títulos entregados, en concepto de prima de participación, recompra o rescate anticipado o similar, no supere el equivalente al 5% (cinco por ciento) del valor de capital de la deuda efectivamente canjeada o recomprada; y
>
> (ii) los nuevos títulos de deuda contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital e impliquen una extensión mínima de 2 (dos) años respecto de la vida promedio del capital remanente de la deuda canjeada o recomprada.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al Mercado de Cambios para pagar, al vencimiento, el capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, dicho requisito no será aplicable cuando se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

(a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 ("**Plan GasAr**");
(b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; y
(c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.

Pagos en virtud de deudas con contrapartes vinculadas

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para la cancelación de capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor residente, de acuerdo con el punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aun cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando:

(i) se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales;

(ii) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020;

(iii) se trate de un pago de intereses compensatorios que se devenguen a partir del 1 de enero de 2025 sobre el valor original remanente de deudas financieras con contrapartes vinculadas del exterior. Los punitorios u otros equivalentes que se devenguen desde el 1 de enero de 2025 continuarán alcanzados por el requisito de conformidad previa;

(iv) se trate de un pago de intereses que se concreta simultáneamente con la liquidación por el importe al menos equivalente de:

(A) nuevos Endeudamientos Financieros con el Exterior con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años y que contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital, en ambos casos contados desde la fecha en que se concreta el acceso al mercado.

(B) nuevos aportes de inversión directa de no residentes.

Los endeudamientos financieros y/o los aportes de inversión extranjera directa, que no podrán ser computados a los efectos de otros mecanismos considerados en el Régimen Cambiario, podrán ser ingresados y liquidados por el deudor que cancela los intereses o por otra empresa residente perteneciente a su grupo económico.

(v) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años liquidado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023 y que fue utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios a partir de la emisión de una "Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior" en el marco del punto 1. de la Comunicación A 7348 y concordantes (disposiciones receptadas oportunamente en el punto 3.19. del Anexo de la Comunicación A 7914).

(vi) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años originado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, a partir de una refinanciación de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios con el propio acreedor encuadrada en el punto 20 de la Comunicación A 7626 y concordantes (disposiciones receptadas oportunamente en el punto 3.20. del Anexo de la Comunicación A 7914).

(vii) el cliente cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22)", emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto de capital que se abona.

(viii) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que encuadra en el mecanismo del punto 7.11 del Régimen Cambiario y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.

(ix) el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" para los años 2021 a 2023 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.

(x) el cliente es un VPU adherido al RIGI que cancela capital o intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1 del Régimen Cambiario.

Pagos de títulos de deuda u otros valores representativos de deuda denominados y pagaderos en moneda extranjera en el país

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país que no constituyan Endeudamientos Financieros con el Exterior y/o de pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General N° 1003/24 de la CNV y concordantes y/o de valores de deuda fiduciaria de fiduciarios de fidecomisos fiduciarios con oferta pública concretadas con la disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso a éste a los efectos de atender sus servicios de capital y/o intereses con moneda extranjera en el país en el marco de lo dispuesto en esta sección.

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 en el país a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

(i) Financiaciones en moneda extranjera concedidas por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito o de compra).
(ii) Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto (1) del párrafo siguiente y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.
(iii) Las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país que no califican como Endeudamiento Financiero con el Exterior, que estén denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.
(iv) Pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General 1003/24 de la CNV y concordantes, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.
(v) Valores de deuda fiduciaria emitidos por fiduciarios de fidecomisos financieros con oferta pública concretadas en concordancia con las disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.

Las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios para la cancelación a partir de su vencimiento de:

(1) Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.
(2) Financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019.

El acceso al Mercado de Cambios con anterioridad al vencimiento requerirá la conformidad previa del BCRA excepto que la operación encuadre en alguna las siguientes situaciones y se cumplan todas las condiciones establecidas en cada caso:

(i) Cuando la deuda se origina en financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

(ii) En el caso de otras financiaciones en moneda extranjera de entidades financieras locales canceladas en forma simultánea con la liquidación de fondos desde el exterior por nuevos endeudamientos:

a. La precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior y/o una nueva prefinanciación de exportaciones del exterior;
b. la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;
c. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la financiación a precancelar; y
d. en caso de que el nuevo endeudamiento sea una prefinanciación de exportaciones del exterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que será necesaria la conformidad previa del BCRA para la aplicación de divisas de cobros

de exportaciones a la cancelación del capital con anterioridad a los vencimientos computados a los efectos del cumplimiento de las condiciones indicadas.

Si la financiación precancelada por el cliente hubiese sido otorgada a partir de una línea de crédito del exterior, la entidad financiera podrá a su vez precancelar el capital y los intereses devengados de la línea de crédito por la parte proporcional a la deuda cobrada anticipadamente.

(iii) En el caso de precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda:

a. La precancelación de intereses se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente, en el cual se entrega al acreedor un nuevo título con registro público en el país que no califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior.
b. el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje;
c. la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y
d. el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

(iv) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda que califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior:

a. la precancelación de capital sea efectuada en manera simultánea con la liquidación de los fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda comprendido que califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior emitido en el marco de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado del título de deuda.

i. el nuevo título de deuda contempla un (1) año de gracia para el pago de capital y su vida promedio es al menos 2 (dos) años mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
ii. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela.

b. la precancelación de intereses corresponde a los intereses devengados por la deuda refinanciada hasta la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente.

Adicionalmente, la entidad podrá darle acceso al mercado de cambios al cliente para:

a. pagar en concepto de prima de recompra, de rescate anticipado o similar hasta el equivalente del 5% (cinco por ciento) del monto del capital del título de deuda recomprado y/o rescatado, en la medida que el pago se concrete de manera simultánea con una liquidación de fondos ingresados desde el exterior por el nuevo título de deuda que exceda al monto de capital que se precancela, como mínimo, por un monto equivalente al monto de la prima abonada.

b. pagar a la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente, los gastos de emisión u otros servicios prestados por no residentes en el marco de la emisión de los nuevos títulos de deuda emitidos y/o la operación de recompra y/o rescate.

(v) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección en forma simultánea con la liquidación de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior:

a. La precancelación de capital e intereses sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior; y
b. La vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
c. El monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título de deuda que se cancela.

(vi) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección en forma simultánea con la liquidación de un nuevo título de deuda del mismo tipo.

a. La precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados por la emisión de un nuevo título de deuda con registro público en el país que no califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior, denominado y suscripto en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera, y
b. la vida promedio del nuevo título sea mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
c. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo título de deuda en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título de deuda que se cancela.

(vii) El cliente es un VPU adherido al RIGI que precancela capital o intereses devengados por deudas comprendidas en esta sección en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1 del Régimen Cambiario.

Las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país que cumplen las condiciones previstas en esta sección para el acceso al mercado de cambios quedarán habilitados a cancelar sus servicios de capital e intereses a partir de su vencimiento mediante la aplicación en el país de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9 del Régimen Cambiario.

Operaciones con bonos BOPREAL

Los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("**BOPREAL**") son títulos emitidos por el BCRA para importadores de bienes y servicios con obligaciones pendientes de pago por importaciones de bienes con registro aduanero y/o servicios efectivamente prestados anteriores al 12 de diciembre de 2023.

a) Para importadores de bienes:

Los importadores de bienes podrán suscribir BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con las respectivas certificaciones sobre el monto pendiente de pago emitidas por la/s entidad/es encargada/s del seguimiento de las oficializaciones involucradas en el SEPAIMPO, a los fines de que verificar que la totalidad de las siguientes condiciones se encuentran cumplidas:

(i) la obligación califica como una deuda por importaciones de bienes según lo indicado en el punto 10.2.4. del Régimen Cambiario.
(ii) la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
(iii) se cumplen las condiciones previstas en el punto 10.3.2.1. del Régimen Cambiario para el acceso al Mercado de Cambios excepto aquella prevista en el inciso viii).
(iv) el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
(v) se cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia que la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago.

En determinados casos, la entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esa deuda.

b) Para importadores de servicios:

Los importadores de servicios podrán suscribir BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de servicios en las que la prestación o devengamiento del servicio por parte del no residente haya tenido lugar hasta el 12 de diciembre de 2023. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permite avalar la existencia del servicio, el monto adeudado a la fecha de suscripción y verificar que la totalidad de las siguientes condiciones se encuentran cumplidas:

(i) la obligación califica como una deuda por importaciones de servicios según lo indicado en el segundo párrafo del punto 13.1.2. del Régimen Cambiario.
(ii) la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
(iii) el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
(iv) cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago y de que no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esta deuda.

c) Por utilidades y dividendos de accionistas no residentes pendientes de pago o ya percibidas en el país:

Cuando se trate de utilidades y dividendos pendientes de pago a no residentes a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas, los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos pendientes de pago a accionistas no residentes a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los siguientes requisitos:

(i) Cuenta con la documentación que le permite avalar que la deuda pendiente corresponde a utilidades y dividendos de balances cerrados y auditados.
(ii) La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
(iii) El cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
(iv) Cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que:

    a. las utilidades y dividendos por las cuales solicita la suscripción se encuentran pendientes de pago,
    b. no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esta deuda, y
    c. toma conocimiento de que no tendrá acceso al Mercado de Cambios para pagar el equivalente de la deuda por la cual se suscribió excepto que el pago se concrete a partir de un canje y arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.

Los clientes no residentes, por las utilidades y dividendos cobrados desde el 1 de septiembre de 2019, podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados desde dicha fecha a partir la distribución determinada por la asamblea de accionistas, ajustado por el último IPC disponible a la fecha de suscripción. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los requisitos detallados en el punto 4.6.2 del Régimen Cambiario.

d) Disposiciones complementarias asociadas a los BOPREAL.

Los clientes podrán, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, acceder al Mercado de Cambios mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL para concretar las siguientes operaciones:

(i) el pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (a) precedente. También se podrán considerar comprendidos en este punto a aquellos pagos elegibles que se cursen por el Sistema de Moneda Locales (el "**SML**") a partir de la venta de fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.
(ii) el pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (b) precedente. También se podrán considerar comprendidos en este punto a aquellos pagos elegibles que se cursen por el SML a partir de la venta de fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.
(iii) el pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el primer párrafo del punto (c) precedente.
(iv) la repatriación de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el segundo párrafo del punto (c) precedente.

Los clientes que hayan adquirido bonos BOPREAL en una suscripción primaria en el marco de lo dispuesto en los puntos (a), (b) y el primer párrafo del punto (c) podrán realizar ventas de títulos valores contra cable sobre una cuenta de terceros en el exterior en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 4.3.2.3. del Régimen Cambiario, cuando se trate de la venta de los bonos BOPREAL adquiridos por el vendedor en las suscripciones primarias citadas.

También podrán liquidar, en las condiciones indicadas en el párrafo precedente, otras ventas de títulos valores concretadas a partir del 1 de abril de 2024 en la medida que el valor de mercado de estas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de los bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles y su valor nominal, si el primero resultase menor.

El punto 4.7 del Régimen Cambiario establece una serie de operaciones que podrán ser realizadas por los clientes que adquirieron BOPREAL en suscripción primaria.

En el caso de que un cliente haya concretado una operación de venta con obligación de recompra utilizando los BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria será aplicable lo siguiente:

1. la venta de los títulos en el origen de la operación no deberá tenerse en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos (c) y (d) de *"- Requisitos generales";*
2. la mencionada venta no habilitará al cliente a concretar las operaciones de títulos valores por la diferencia entre el valor obtenido por la venta y el valor nominal de los BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles.
3. una vez que el cliente haya recuperado la tenencia de los BOPREAL, los títulos tendrán el mismo tratamiento otorgado a los títulos adquiridos en una suscripción primaria.

Repatriaciones de inversiones directas y otras compras de moneda extranjera por parte de no residentes

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al Mercado de Cambios para la repatriación de inversiones de no residentes y otras compras de moneda extranjera por parte de clientes no residentes, excepto para las operaciones de:

(i) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito;

(ii) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones;

(iii) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;

(iv) Transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (la "**ANSES**") u otros organismos previsionales y/o rentas vitalicias previsionales previstas por el art. 101 de la Ley 24.241, por hasta el monto percibido por tales conceptos en los últimos 30 días corridos y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado;

(v) Compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US$100 en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 (noventa) días corridos anteriores; esta operatoria quedará habilitada a partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales (las liquidaciones encuadradas, durante su vigencia, en la operatoria con títulos valores por cuenta y orden de turistas no residentes no serán tomadas en cuenta a los efectos de este punto);

(vi) Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24.043, 24.411 y 25.914 y concordantes;

(vii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso;

(viii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes hasta el monto de los aportes de inversión ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020 en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido el artículo 2° del Decreto N° 892/20; b) la entidad cuente con documentación que acredite el efectivo ingreso de la inversión directa en la empresa residente; y c) el acceso se produce no antes de los 2 (dos) años corridos desde la fecha de liquidación en el Mercado de Cambios de la operación que permite el encuadre en el presente punto;

(ix) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)", emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17. del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto a repatriar;

(x) Repatriaciones de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, en la medida que la operación se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los bonos BOPREAL;

(xi) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas a través del acceso del residente que adquirió su participación en el capital en una empresa residente en la medida que:

a. el acceso se concrete en forma simultánea con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por Endeudamientos Financieros con el Exterior o fondos provenientes de un préstamo financiero en moneda extranjera otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito de entidad financiera del exterior, que tengan una vida promedio no inferior a 4 (cuatro) años y que contemplen como mínimo 3 (tres) años de gracia para el pago de capital;
b. la empresa residente cuyo capital se transfiere quede comprendida entre los siguientes sectores: la forestoindustria, el turismo, la infraestructura, la minería, la tecnología, la siderurgia, la energía, el petróleo y el gas; y
c. la operación implique la transferencia de, como mínimo, el 10% (diez por ciento) del capital de la empresa residente.

En caso de que al momento de concretarse el acceso el cliente no cuente con la documentación que demuestre que ha tomado posesión de la participación en el capital que se abona, deberá realizar una declaración jurada en la que se compromete a presentarla dentro de los 60 (sesenta) días corridos de concretado el acceso al Mercado de Cambios.

(xii) Repatriaciones de aportes de inversión directa de no residentes en un VPU adherido al RIGI encuadradas en el punto 14.2.3 del Régimen Cambiario.

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 sin la conformidad previa del BCRA con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar y para 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 para lo egresos por el Mercado de Cambios–Requisitos generales".*

Las compras en pesos argentinos 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, dicta 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.

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación "A" 7606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios púbicos 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. del Régimen Cambiario; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. del Régimen Cambiario.

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.

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 personas jurídicas que no sean entidades autorizadas para operar en cambios, gobiernos locales, fondos comunes de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Operaciones con derivados financieros

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el "Relevamiento de activos y pasivos externos", en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos.

El cliente que acceda al Mercado de Cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 (cinco) días hábiles siguientes.

Las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al Mercado de Cambios por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se regirán por lo dispuesto en los puntos 3.8 y 3.10 del Régimen Cambiario, según corresponda.

Todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11 de septiembre de 2019 deberán efectuarse en moneda local.

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. Las utilidades y 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 argentinos 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 Nº 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/2022, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (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" para los años 2021 a 2023 emitida en el marco del punto 3.18 del Régimen Cambiario, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

(d) Cuenta con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)", emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17. del Régimen Cambiario, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

(e) El cliente realiza una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los BOPREAL.

(f) El cliente es VPU adherido al RIGI y las utilidades corresponden a aportes de inversión extranjera directa que encuadran en lo previsto en el punto 14.2.2 del Régimen Cambiario. En este caso, el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje y arbitraje

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos 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 Nacional o del BCRA, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;

iii. Las transferencias de divisas al exterior para realizar pago de importaciones de bienes y servicios en el marco de lo previsto en los puntos 10.10.2.12., 10.10.2.13. y 13.3.9. del Régimen Cambiario a partir de fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales;

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 con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, destinadas a: (a) El pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.4. del Régimen Cambiario; (b) El pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.5. del Régimen Cambiario; (c) El pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.6.1. del Régimen Cambiario; y (d) La repatriación de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.6.2. del Régimen Cambiario;

vi. Transferencia de divisas al exterior de un gobierno local a partir de sus tenencias de moneda extranjera depositadas en entidades financieras locales, incluyendo aquellas que constituyen un excedente según lo previsto en el Punto 3.16.2 del Régimen Cambiario, en la medida que se cumplan los requisitos normativos que resultarían aplicables al tipo de operación a realizarse en el caso de que se cursase contra pesos;

vii. 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, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes. 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

De acuerdo con las Normas de la CNV, se estableció un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado desde su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables:

a) Ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, en la medida en que la compra de dichos valores se haya realizado con pesos argentinos.

b) Transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, cualquiera sea la ley de emisión de los mismo, salvo en aquellos casos en que la acreditación: (i) sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o por el BCRA, en el marco de la Comunicación "A" 7918, sus modificatorias y/o concordantes; (ii) sea realizada en los términos de lo dispuesto por los puntos 3.16.3.6.v) y 4.7.2.2. del Régimen Cambiario, o (iii) se trate de acciones y/o CEDEARs con negociación en mercados regulados por la CNV.

c) Aplicar valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior a operaciones con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.

Los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de tenencia ante referido.

No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos

por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

De acuerdo con las Normas de la CNV, para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones en el ámbito de los mercados autorizados por la CNV, respecto de las operatorias previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario, los Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Corretaje de Valores Negociables deberán:

a) Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que no revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control: (i) constatar que las operaciones a ser realizadas por dichos clientes son para su propia cartera y con fondos propios, y (ii) constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000 (Pesos doscientos millones);

b) Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control, ya sea actuando para cartera propia o por cuenta y orden de terceros clientes locales argentinos: constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000 (Pesos doscientos millones). Si el intermediario extranjero actúa como depositario de acciones emitidas por emisores locales y realiza la operación con el propósito de pagar dividendos a los tenedores de ADRs, GDRs o certificados similares mantenidos en custodia en el extranjero, no está sujeto a este requisito;

c) Si la operación va a ser realizada por clientes residentes, actuando en nombre de terceros residentes o no residentes constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000 (Pesos doscientos millones); y

d) Si la operación va a ser realizada por clientes residentes actuando para cartera propia y con fondos propios, no será de aplicación el límite diario mencionado anteriormente.

Las excepciones a las restricciones comerciales mencionadas anteriormente se aplican a BOPREAL adquiridos en licitación primaria y a la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local previamente adquiridos en pesos por clientes residentes individuales o corporativos con fondos provenientes de préstamos hipotecarios UVA otorgados por entidades financieras autorizadas para actuar como tales bajo los términos de la Ley N° 21.526, hasta el monto de los créditos referidos y siempre que los ingresos provenientes de estas ventas se apliquen a la compra de bienes inmuebles en el país dentro del marco de los créditos mencionados.

Comunicación “A” 8099 - RIGI

La Comunicación “A” 8099 del BCRA ha regulado los beneficios cambiarios para VPU que se adhieran al RIGI. El BCRA ha establecido: (i) excepciones a la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones realizadas por un VPU adherido al RIGI; (ii) excepciones a la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones de servicios; (iii) acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de ciertos gastos; (iv) acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de dividendos a accionistas no residentes; (v) aplicación en el exterior de los ingresos provenientes de exportaciones de bienes; y (vi) estabilidad cambiaria aplicable al VPU, en la fecha de adhesión al RIGI.

Regímenes informativos del BCRA

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones “A” 3602 y “A” 4237 por la Comunicación “A” 6401 (y la Comunicación “A” 6795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el “**Relevamiento de**

Activos y Pasivos Externos"). Los requisitos de reporte bajo este régimen de información varían dependiendo del saldo final de activos y pasivos externos:

- Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior al equivalente de US$50 millones, se debe presentar una declaración trimestral antes del final de cada trimestre y una declaración anual, que permite la corrección, afirmación o actualización de las declaraciones trimestrales.

- Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior a US$10 millones, pero inferior a US$50 millones, solo se requiere una declaración anual.

Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior a US$1 millón pero inferior a US$10 millones, solo se requiere una declaración anual simplificada.

No existe obligación de reporte para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea inferior a US$1.000.000.

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. Véase *"— Disposiciones específicas para lo egresos por el Mercado de Cambios— Pagos de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior*".

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$100.000. 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 Cambiario

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 (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, los inversores deben buscar asesoramiento de sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que están disponibles en el sitio web: www.infoleg.gob.ar,o en el sitio web del BCRA: www.bcra.gob.ar, según corresponda. Ninguna de las informaciones en o conectadas a dichos sitios web está incorporada por referencia en este Prospecto.

C) Carga tributaria

Lo que sigue es un resumen de las principales cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables, y no implica una descripción amplia de los aspectos impositivos de Argentina relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables.

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**")

Tratamiento aplicable al pago de intereses y ganancias de capital

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina

En virtud de la Ley de Solidaridad se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses, y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición, de las Obligaciones Negociables que cumplan con las siguientes condiciones establecidas en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables ("**Condiciones del Artículo 36**"):

1. Las Obligaciones Negociables deben ser colocadas mediante una oferta pública autorizada por la CNV;

2. Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables deben ser aplicados por el emisor a: (a) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina; (b) la adquisición de fondos de comercio situados en Argentina; (c) la integración de capital de trabajo en el país; (d) la refinanciación de pasivos; (e) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas; y/o (f) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio;

3. El emisor debe presentar ante la CNV, en los términos y formas determinadas por las normas y regulaciones aplicables, pruebas de que los fondos provenientes de la colocación fueron invertidos para los propósitos detallados en el punto anterior.

De no cumplir con 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%.

Por su parte, la ganancia neta de fuente argentina derivada de la venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables se encontraría gravada por el IG con una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Sin perjuicio de lo anterior se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638, 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 ("**DR 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: (i) cuando 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 Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la Resolución General CNV N° 917/2021 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.

Por último, cabe mencionar que, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación el Artículo 109 de la LIG, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG).

Beneficiarios del Exterior

En el 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 tales jurisdicciones, 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 en el listado del artículo 24 del DR LIG.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones del artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Se encuentran también exentas del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 de la LIG. Asimismo, se encuentran exentos del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo inciso u) del Artículo 26 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. Cuando la enajenación no califique como exenta por estar los Beneficiarios del Exterior radicados en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos provengan de tales jurisdicciones, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta del 90% prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

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.

Entidades Argentinas

Tanto los rendimientos como las ganancias derivadas de cualquier forma de disposición de las Obligaciones Negociables 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 ("**Entidades Argentinas**"), se encuentran sujetos a una escala de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, montos que resultan ajustados anualmente por el IPC. En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2024 son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada de hasta $ 34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a $ 34.703.523,08 hasta $ 347.035.230,79, se abonará $ 8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de $ 34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a $ 347.035.230,79, se abonará $ 102.375.393,08,16 más 35% sobre el excedente de $ 347.035.230,79.

Adicionalmente, se establece una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades provenientes de ganancias originadas a partir del 1 de enero de 2018 que efectúen las Entidades Argentinas a personas humanas residentes en el país y Beneficiarios del Exterior.

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 ("**Ley de IVA**"), la transferencia de las Obligaciones Negociables está exenta del IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los bienes personales ("**IBP**")

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos, tales como las Obligaciones Negociables de las que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda el mínimo no imponible, establecido para el período fiscal 2023 en $ 100,000,000, monto ajustable anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior sólo tributan este gravamen por la totalidad de sus bienes situados en el país, sin aplicar el mínimo no imponible.

Por medio de la Ley N° 27.638, las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 quedan exentas del IBP. En el caso de no aplicarse la exención, el IBP se calculará aplicando 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).

Para contribuyentes residentes en el país, el impuesto se determina sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones societarias, con alícuotas progresivas, aplicables al período fiscal 2023, de entre el 0,50% y el 1,50%. Las mencionadas alícuotas progresivas serán modificadas y variarán de la siguiente manera: (i) entre el 0,50% y el 1,25% para el período fiscal 2024, (ii) entre el 0,50% y el 1% para el período fiscal 2025, (iii) entre el 0,50% y el 0,75% para el período fiscal 2026 y (iv) 0,25% para el período fiscal 2027.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50%. Respecto a estos sujetos, el IBP no será aplicable cuando el monto total de activos sujetos al IBP sea igual o inferior a 250 Pesos.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni el Título VI de la Ley N° 23.966 ("**Ley del IBP**") ni su Decreto Reglamentario han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad se ejerce en forma directa por tales personas humanas 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 valores, 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 tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o 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 humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, los títulos valores 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%; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El Decreto Nº 127/1996 así como la Resolución General AFIP Nº 2.151/2006 establecen que el obligado sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de los títulos valores.

Esta presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de los 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 mercados de valores del país o del 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 entidades 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%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras locales, la Ley N° 27.541, establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en dichas cuentas están sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso. 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 imponibles sujetos a la tasa general del 0,6% y los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG 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 pago a cuenta del IG y/o de la contribución especial sobre el capital de las

cooperativas será del 20%. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta del IG puede ser mayor, según sea el caso. Así, 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.

Adicionalmente, el Decreto N° 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las micro empresas podrán computar hasta un 30% del IDC efectivamente ingresado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el artículo 19 de la Ley de Solidaridad que se destinen al Sistema Integrado Previsional Argentino ("**SIPA**").

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del IDC 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).

Mediante la Ley N° 27.702, se prorrogó la aplicación del IDC hasta el 31 de diciembre de 2027. En el caso de tenedores de las 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 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 las 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.

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 las Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, 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 radicadas 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.

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 y en la Provincia de Buenos Aires, están exentos del IS todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de Obligaciones Negociables, emitidas de conformidad con la 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 dicha 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 valores 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 autorizados para su oferta pública por la CNV están, exentos 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.

Impuesto a la transferencia gratuita de bienes ("**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.

La trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, se encuentra gravada en la Provincia de Buenos Aires, no así en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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. 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 2024, 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 $ 2.038.752, o $ 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,513% 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 Provincia de Buenos.

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 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: la publicación del prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por la CNV para el tipo de valores negociables que se trate, 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 mínimo y 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 el prospecto 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 pública 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 con varios países: Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos y Qatar. Los convenios firmados con Japón, Luxemburgo y Austria no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto. Los convenios con China y Turquía entraron en vigor a el 1° de enero de 2025.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos.

Restricción respecto de las "jurisdicciones no cooperantes" y de las "jurisdicciones de baja o nula tributación"

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 DR LIG 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.

Conforme lo dispuesto en el artículo 18.2. de 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 LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, con más un 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.

No obstante, ARCA 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.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG define a las "jurisdicciones no cooperantes" como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que ARCA deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

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 bancaria radicada 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.

Para otras regulaciones impositivas véase la Nota 35.e) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Prevención de lavado de dinero y financiamiento del terrorismo

El término "lavado de activos" se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley Nº 25.246, modificada posteriormente por las Leyes Nº 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 y 27.739 (conjuntamente, la "**Ley PLA/FT/FP**"), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la

Proliferación de Armas de Destrucción Masiva ("**PLA/FT/FP**"), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la "**UIF**") como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT/FP establecido por la Ley PLA/FT/FP y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley PLA/FT/FP y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el "**CP**") tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, adquiere, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, y siempre que el monto de la operación supera los ciento cincuenta (150) salarios mínimos, vitales y móviles (a la fecha de este Prospecto representa un equivalente a $43.866.900), sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

i. Prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Esta pena se incrementará en un tercio del máximo y la mitad del mínimo, cuando:

    a. la persona realice el hecho de manera habitual o como miembro de una asociación o banda constituida para la comisión continuada de actos de esta naturaleza;
    b. la persona sea un funcionario público que haya cometido el hecho en el ejercicio o con ocasión de sus funciones. En este caso, también será castigado con la pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años. La misma pena se impondrá a quien hubiera actuado en el ejercicio de una profesión u oficio que requiera cualificación especial.

ii. Prisión de seis (6) meses a tres (3) años el que reciba dinero u otros bienes procedentes de un delito para aplicarlos en una operación de las descritas anteriormente, que les dé la posible apariencia de un origen lícito.

iii. Si el valor de la mercancía no excede de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, la pena consistirá en una multa de cinco (5) a veinte (20) veces el importe de la operación.

Las disposiciones del artículo mencionado regirán aun cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con una pena en el lugar de su comisión.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

(i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
(ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

(iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
(iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;
(v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;
(vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Comete estos delitos cualquier persona que, directa o indirectamente, recolectare o proveyere bienes u otros activos, de fuente lícita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

i. Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
ii. Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
iii. Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.
iv. Financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de personas y/o cosas a un Estado distinto del de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional con el fin de perpetrar, planificar, preparar o participar en la finalidad enunciada en i);
v. Financiar, para sí mismos o para terceros, el suministro o la recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad enunciada en (i);
vi. Financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o en cualquier forma el uso de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico, biológico, sus sistemas vectores, medios de entrega y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de doble uso para cometer cualquiera de los delitos previstos en este Código o en Convenios Internacionales.

La pena será de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, se aplicarán a las personas jurídicas las mismas penas descritas para el delito de lavado de activos.

La misma pena de prisión y multa se aplicará también a quien elabore, produzca, fabrique, desarrolle, posea, suministre, exporte, importe, almacene, transporte, transfiera, emplee o, de cualquier forma, haga proliferar, aumente, reproduzca o multiplique las armas de destrucción masiva a que se refiere el inciso vi) anterior, sus sistemas vectores y los materiales relacionados destinados a su preparación.

Las penas establecidas se aplicarán con independencia de la comisión del delito al que se destinaba la financiación y, si se comete este último, aunque los bienes o el dinero no se hayan utilizado para su comisión.

Si la escala de penas prevista para el delito financiado o que se pretende financiar es inferior a la establecida en este artículo, se aplicará al caso la escala de penas del delito de que se trate.

Las disposiciones de esta sección se aplicarán incluso cuando el delito que se financia o se pretende financiar tenga lugar fuera del ámbito espacial de aplicación de la LAC, o cuando en el caso de los párrafos (ii) y (iii) la organización o el individuo se encuentre fuera del territorio nacional, siempre que el acto también haya sido punible en la jurisdicción competente para su enjuiciamiento.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley PLA/FT/FP, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT/FP, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el LA/FT/FP, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley PLA/FT/FP, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios; (iv) agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la ARCA, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (vi) profesionales del área de ciencias económicas, abogados y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como sujeto obligado a aquellos agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 816/2019 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

La Ley PLA/FT/FP establece que los sujetos obligados tienen los siguientes deberes:

(i) Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, residencia y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de "conozca a su cliente" o "**KYC**", por sus siglas en inglés).

(ii) Reportar a la UIF, sin demora alguna, todo hecho u operación, sean realizados/as o tentados/as, sobre los/las que se tenga sospecha o motivos razonables para sospechar que los bienes u otros activos involucrados provienen o están vinculados con un ilícito penal o están relacionados con la financiación del terrorismo, o con el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, o que, habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, no permiten justificar la inusualidad.

Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, o de una declaración voluntaria, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

En caso de no comunicar una transacción sospechosa, o de su comunicación fuera de los plazos y formas previstos para ello, se aplicará una multa de entre uno (1) y diez (10) veces el valor total de los activos de la transacción. En el caso de otras infracciones (por incumplimiento formal), las cantidades fijas como unidad de medida de la multa se sustituyen por módulos actualizables anualmente.

Se incluyen las siguientes sanciones (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicar la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para los responsables de cumplimiento, inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en tal condición.

(iii) Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo.

(iv) Registrarse ante la UIF.

(v) Documentar los procedimientos de PLA/FT/FP, estableciendo manuales internos que reflejen las tareas a desarrollar, asignando las responsabilidades funcionales que correspondan, en atención a la estructura del sujeto obligado, y teniendo en cuenta un enfoque basado en riesgos.

(vi) Designar oficiales de cumplimiento que serán responsables ante la UIF del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la presente ley. Las personas designadas deberán integrar el órgano de administración de la entidad. Su función es la de formalizar las presentaciones que deban efectuarse en el marco de las obligaciones establecidas por la ley y las directivas e instrucciones emitidas en consecuencia. No obstante ello, la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones de la presente ley es solidaria e ilimitada para la totalidad de los integrantes del órgano de administración. En el supuesto de que el sujeto obligado se trate de una sociedad no constituida de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades, u otra estructura con o sin personería jurídica, la obligación de informar recae en cualquiera de sus socios de la misma.

(vii) Obtener información y determinar el propósito y la naturaleza de la relación establecida con el cliente.

(viii) Determinar el riesgo de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva asociados a los clientes; los productos, servicios, transacciones, operaciones o canales de distribución; las zonas geográficas involucradas; realizar una autoevaluación de tales riesgos e implementar medidas idóneas para su mitigación.

(ix) Realizar una debida diligencia continua de la relación comercial, contractual, económica y/o financiera y establecer reglas de monitoreo que permitan examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación, para asegurar que las mismas sean consistentes con el conocimiento que el sujeto obligado tiene sobre el cliente, su actividad y su perfil de riesgo, incluyendo, cuando sea necesario, el origen de los fondos.

(x) Identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición.

(xi) Adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, cuando se establezca una relación o se contrate un servicio y/o producto con clientes que no han estado físicamente presentes para su identificación.

(xii) Contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o el/los beneficiario/s final/es es/son una persona expuesta políticamente.

(xiii) Determinar el origen y licitud de los fondos.

(xiv) Conservar, por un período mínimo de diez (10) años, en forma física o digital, todos los registros necesarios sobre las transacciones, tanto locales como internacionales, para poder cumplir rápida y

satisfactoriamente con los pedidos de información efectuados por la UIF y/u otras autoridades competentes. Estos registros deben ser suficientes para permitir la reconstrucción de las transacciones individuales de manera tal que sirvan como evidencia. También deberán conservar todos los registros obtenidos a través de medidas de debida diligencia del cliente, legajos de clientes y correspondencia comercial, incluyendo los resultados de los análisis que se hayan realizado.

Si el sujeto obligado no pudiera cumplir con las obligaciones previstas en los puntos (i), (vii), (viii) e (ix) mencionados, ello deberá entenderse como impedimento para el inicio o la continuación de la relación con el cliente, sin perjuicio de que deberán realizar un análisis adicional para decidir si corresponde efectuar un reporte de operación sospechosa ante la UIF.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución Nº61/2023 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos". En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Fundamentalmente, las mencionadas normas cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un "Enfoque Basado en Riesgos", en base a las recomendaciones revisadas por el GAFI en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los sujetos obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados "inversores internacionales") y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

La Resolución 14/2023, que establece normas específicas para el sector financiero, entre otras cosas, prohíbe el mantenimiento de cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, subraya la necesidad de aplicar a los clientes medidas reforzadas de diligencia debida acordes con los riesgos identificados, y prevé la posibilidad de que las instituciones financieras recurran a terceros para llevar a cabo determinadas medidas de diligencia debida.

En octubre de 2021, la UIF publicó la Resolución 112/2021 por la que se establecen determinadas medidas y procedimientos que deben observar todos los sujetos obligados para identificar a los beneficiarios finales. La Resolución, en su artículo 2, define beneficiario final en los siguientes nuevos términos: "La/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s que por otros medios ejerce/n el control último de la sociedad". Agrega que "[s]e entenderá como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

Asimismo, "[c]uando no sea posible individualizar a aquella/s persona/s humana/s que revista/n la condición de Beneficiario/a Final conforme a la definición precedente, se considerará Beneficiario/a Final a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso,

fondo de inversión, o cualquier otro patrimonio de afectación y/o estructura jurídica, según corresponda. Ello, sin perjuicio de las facultades de la UIF para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de el/la Beneficiario/a Final (…)".

Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales. Todas las personas físicas o jurídicas que desarrollen actividades como prestadores de servicios de activos virtuales, deberán informar sobre sus actividades, a los fines de su incorporación en el registro de prestadores de servicios de activos virtuales.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) y/o del BCRA, (www.bcra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

D) Declaración por Parte de Expertos

No se incluyó en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

E) Documentos a Disposición

Podrán solicitarse copias del Prospecto y de los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad referidos en el Prospecto, así como también los Suplementos de Prospecto en la sede social de la Sociedad sita en n Macacha Güemes 515, piso 3, (C1106BKK), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en Días Hábiles en el horario de 10 a 18 horas (e-mails: inversores.ypfee@ypf.com, teléfono: (+54 11) 5441 0000). Asimismo, el Prospecto definitivo se encuentran a disposición de los interesados: (a) en su versión electrónica, en la AIF; y (b) en el sitio de Internet de la Compañía (http://www.ypfluz.com).

EMISORA

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.
Carlos M. Della Paolera 261, piso 4º
(C1011ADA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
República Argentina

Pedro Kearney
Funcionario Autorizado